ГЕОЛОГИЯ СССР

ТОМ XLIV

ЗАПАДНО-СИБИРСКАЯ НИЗМЕННОСТЬ

ЧАСТЬ II

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ И ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

e-copy by API

ГЕОЛОГИЯ СССР

ТОМ XLIV

ЗАПАДНО-СИБИРСКАЯ НИЗМЕННОСТЬ

ЧАСТЬ II
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ И ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

http://jurassic.ru/

http://jurassic.ru/

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ КОМИТЕТ СССР

ГЕОЛОГИЯ СССР

Главный редактор
А. В. Сидоренко

ИЗДАТЕЛЬСТВО «НЕДРА»
МОСКВА 1964

http://jurassic.ru/

ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ КОМИТЕТ СССР
ГЛАВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ ГЕОЛОГИИ И ОХРАНЫ НЕДР ПРИ СОВЕТЕ МИНИСТРОВ РСФСР
СИБИРСКИЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ, ГЕОФИЗИКИ И МИНЕРАЛЬНОГО СЫРЬЯ (СНИИГГиМС)
ТЮМЕНСКОЕ ТЕРРИТОРИАЛЬНОЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ

ГЕОЛОГИЯ СССР

*

ТОМ XLIV

ЗАПАДНО-СИБИРСКАЯ НИЗМЕННОСТЬ

ЧАСТЬ II

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ И ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

Редактор *Н. Н. Ростовцев*
Соредакторы *Ф. Г. Гурари, С. В. Егоров*

ИЗДАТЕЛЬСТВО «НЕДРА»
МОСКВА 1964

http://jurassic.ru/

УДК 550(47)(551.49+553.98)[(571.1)(25)]

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ „ГЕОЛОГИЯ СССР“

АЛИ-ЗАДЕ А. А.
АССОВСКИЙ А. Н.
БАРАТОВ Р. Б.
БЕЛОУСОВ В. В.
БЕЛЯЕВСКИЙ Н. А.
(зам. главного редактора)
БОГДАНОВ А. А.
ГОРСКИЙ И. И.
ДВАЛИ М. Ф.
ДЗОЦЕНИДЗЕ Г. С.
ЕРШОВ А. Д.
ЕСЕНОВ Ш. Е.
КОПТЕВ-ДВОРНИКОВ В. С.
КОСОВ Б. М.
КУЗНЕЦОВ Ю. А.
ЛУКАШОВ К. И.
МАГАКЬЯН И. Г.
МАЛИНОВСКИЙ Ф. М.
(зам. главного редактора)
МАЛЫШЕВ И. И.
МАРИНОВ Н. А.
МАРКОВ Ф. Г.
МАРКОВСКИЙ А. П.
МАШРЫКОВ К. К.
МИРЛИН Г. А.
МИРЧИНК М. Ф.
МУРАТОВ М. В.
НАЛИВКИН Д. В.
ОРВИКУ К. К.
ПЕЙВЕ А. В.
(зам. главного редактора)
ПОПОВ В. С.
САТПАЕВ К. И.
СЕМЕНЕНКО Н. П.
СЕМЕНОВ А. И.
СИДОРЕНКО А. В.
(главный редактор)
СМИРНОВ В. И.
СПРИНГИС К. Я.
ТРОФИМУК А. А.
ХАМРАБАЕВ И. Х.
ШАТАЛОВ Е. Т.
ЩЕРБАКОВ Д. И.
ЯНШИН А. Л.
ЯРМОЛЮК В. А.

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ ВТОРОЙ ЧАСТИ ТОМА XLIV

АНТЫПКО Б. Е.,
ВОЛКОВ А. М.,
ГРАМБЕРГ И. С.,
ГУРАРИ Ф. Г.
(соредактор)
ЕГОРОВ С. В.
(соредактор)
КАЗАРИНОВ В. П.,
ЛИ П. Ф.,
ЛИДЕР В. А.,
МИРОНОВ Ю. К.,
ОСЫКО Т. И.,
РОВНИН Л. И.,
РОСТОВЦЕВ Н. Н.
(редактор)
РУДКЕВИЧ М. Я.,
СВЕРЧКОВ Г. П.,
СОКОЛОВ В. Н.,
ЧОЧИА Н. Г.,
ШАЦКИЙ С. Б.,
ЭРВЬЕ Ю. Г.

http://jurassic.ru/

ЧАСТЬ ВТОРАЯ

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ И ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

http://jurassic.ru/

http://jurassic.ru/

ПРЕДИСЛОВИЕ

Новая программа КПСС, принятая XXII съездом партии, определяет исключительно высокие темпы развития нефте- и газодобывающей промышленности СССР.

Для решения ответственных задач, поставленных перед советскими нефтяниками, недостаточно повышения интенсивности разработки уже освоенных промышленностью нефтегазодобывающих районов. Как показывает история развития нефтяной промышленности СССР и других стран, резкое повышение уровня добычи нефти всегда связано с открытием и вводом в разработку новых крупных нефтегазоносных провинций. Так, открытие богатейшей Волго-Уральской нефтегазоносной области позволило в короткий срок увеличить добычу нефти в СССР с 30—40 млн. *т* до 166 млн. *т*. Для выполнения заданий XXII съезда КПСС необходимо создание новых центров добычи нефти и газа в первую очередь на обширных пространствах Сибири.

К началу планомерных нефтегазопоисковых работ (1948—1949 гг.) обширные пространства Западно-Сибирской низменности были крайне слабо изучены, так как сплошной плащ мощных четвертичных и континентальных палеогеновых и неогеновых отложений не позволял использовать для исследования глубинного строения этой территории обычные методы геологического картирования. Сильная заболоченность и залесенность, крайне слабое развитие дорог, суровые климатические условия, — все это в значительной степени затрудняло проведение буровых и геофизических исследований. Медленное накапливание новых геолого-геофизических материалов также осложняло выяснение основных геологических условий, определявших возникновение и сохранение залежей нефти и газа в конкретной геологической обстановке этой провинции, что в свою очередь затрудняло выработку основного направления поисково-разведочных работ и методику их осуществления.

Первое, небольшое по размерам, Березовское месторождение газа было открыто в 1953 г. В течение последующих шести лет в результате поисково-разведочных работ были открыты лишь небольшие газовые месторождения в районе, тяготеющем к Березовскому месторождению. Недостаточная эффективность поисков нефти и газа на территории Западной Сибири в этот период отмечалась многими исследователями (Антропов, 1959; Мирчинк и др., 1959).

Несмотря на отмеченные выше трудности, коллективы геологов и геофизиков западносибирских производственных и научно-исследовательских организаций, а также сотрудников некоторых центральных институтов, обобщая и анализируя итоги проведенных исследований, все более четко определяли наиболее правильное направление их дальнейшего развития, улучшали методику исследований и повышали ее эффективность. Для решения геологических задач, связанных с поисками нефти и газа на территории низменности, в этот период широко используются различные геофизические методы; при выявлении струк-

http://jurassic.ru/

турного плана не только фундамента, но и чехла широко использовались данные магнито- и гравиразведки. Совместно с материалами опорного бурения данные геофизических методов позволили в сравнительно короткий срок выработать общие представления о глубинном строении низменности, которые сыграли главную роль при выборе наиболее перспективных районов для проведения поискового и разведочного бурения.

В 1958 г. на Назинской площади были получены первые литры нефти из мезозойских отложений, а в 1960 г. из скв. 6 на Мулымьинской (Шаимской) площади ударил первый высокодебитный фонтан мезозойской нефти. Однако и это открытие не являлось еще достаточным свидетельством наличия значительных нефтяных ресурсов низменности, так как Шаимское месторождение однопластовое, с очень сложным строением ловушки и, видимо, со сравнительно небольшими запасами.

Окончательно перспективность Западно-Сибирской низменности была доказана открытием в Сургутском районе в 1961 г. Мегионского, а несколько позднее Усть-Балыкского многопластовых месторождений, сводовые залежи которых связаны с мощными, обладающими большой емкостью неокомскими песчаниками.

В конце 1961 — начале 1962 гг. близ Шаимского месторождения были открыты однотипные Мортымьинское и Каменное месторождения, а в первом полугодии 1962 г. в Сургутском районе — Соснинское месторождение нефти. Последние годы ознаменованы также открытием в Березовском районе целого ряда газовых месторождений.

В 1962 г. мощный газовый фонтан был получен в северной части низменности, в районе пос. Тазовского. В 1962 г. на Усть-Сильгинской площади (правобережье нижнего течения р. Васюгана) в отложениях тюменской свиты открыта газо-конденсатная залежь. В 1962 г. забил фонтан газа из предположительно валанжин-готеривских отложений на Охтеурьевской площади (северное окончание Александровского вала, левобережье р. Вах). Несколько ранее из той же Охтеурьевской скважины был получен фонтан газа с глубины 417 *м* из отложений сантона. На 1/I 1963 г. в Западно-Сибирской низменности уже открыто 18 газовых и 7 нефтяных месторождений. Кроме того, непромышленные залежи нефти в мезозойских отложениях чехла обнаружены еще на 18 площадях, где в многочисленных скважинах встречены нефтегазопроявления различной интенсивности.

Анализ всех имеющихся материалов, подкрепленный открытием группы Березовских газовых месторождений, Шаимского и Мегионского нефтяных месторождений, позволил сотрудникам Сибирского отделения АН СССР, СНИИГГиМС, Тюменского и Новосибирского геологических управлений по-новому оценить перспективы низменности и поставить в начале 1961 г. вопрос о создании новой нефтегазодобывающей базы СССР в Западной Сибири.

В настоящее время поставлена задача в ближайшие годы начать промышленную добычу нефти и газа на месторождениях Западно-Сибирской низменности.

Основной вопрос — существуют ли крупные месторождения нефти и газа в районе Западно-Сибирской низменности — сейчас уже решен положительно. Достаточно уверенно намечены стратиграфические объемы продуктивных отложений для центральной и южной, наиболее изученных, частей низменности, оконтурены области наибольшего насыщения этих толщ нефтью и газом, изучены структурные формы мезозойских отложений и другие вопросы, освещающие геологическое строение этой территории. Однако основные закономерности, обусловившие

http://jurassic.ru/

возникновение и сохранение в ее пределах залежей нефти и газа, еще не могут считаться доказанными. Существует немало различных, иногда противоположных точек зрения. Это обстоятельство, несомненно, снижает эффективность геологопоисковых и разведочных работ. До сих пор еще много глубоких поисковых и разведочных скважин дают отрицательные результаты. В настоящей работе авторы стремились дать наиболее правильное решение указанной проблемы и на основе этого — рекомендации о направлении и методике поисков и разведки новых месторождений. Для выполнения этой задачи необходимо рассмотреть весь накопленный фактический материал, характеризующий условия возникновения и сохранения залежей нефти и газа Западно-Сибирской низменности. Литолого-фациальные и тектонические особенности слагающих ее отложений освещены в первой части тома. Во второй части приведены сведения о нефтегазонасыщении, геохимической, в частности битуминологической, характеристике пород, о качестве имеющихся коллекторов, гидрогеологическом режиме описываемого района и др.

В составлении второй части XLIV тома приняли участие сотрудники СНИИГГиМС, Тюменского и Новосибирского геологических управлений, ВНИГРИ, ВСЕГЕИ, НИИГА, ВГТ. Все материалы освещены по состоянию на начало 1963 г.

http://jurassic.ru/

http://jurassic.ru/

Глава первая

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ОТЛОЖЕНИЙ СКЛАДЧАТОГО ФУНДАМЕНТА

ИСТОРИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ

В первой части данного тома было показано, что строение складчатого фундамента Западно-Сибирской плиты достаточно сложное. Его образуют структурные зоны различного возраста консолидации, значительно отличающиеся по составу слагающих пород, интенсивности диастрофизма и магматизма. Наряду со слабо метаморфизованными осадочными образованиями встречаются породы, сильно измененные процессами регионального или контактового метаморфизма. Оценка перспектив нефтегазоносности палеозойских отложений затрудняется тем, что контуры различных структурных зон фундамента проводятся в значительной мере условно (главным образом по данным геофизики), а также отсутствием прямых признаков нефти в большинстве глубоких скважин, вскрывших породы фундамента в пределах низменности. В связи с этим большое значение для оценки перспектив нефтегазоносности фундамента Западно-Сибирской плиты имеет анализ геологических условий и известных нефтегазопроявлений в породах, обнажающихся в зоне палеозойского обрамления низменности.

Значительное количество различных нефтепроявлений отмечалось в обнаженных породах палеозоя, окаймляющих низменность, с самого начала геологических исследований этой территории. Внешняя эффектность многих из этих нефтепроявлений способствовала тому, что на первом этапе поисков нефти в Западной Сибири некоторые исследователи возлагали основные надежды на палеозойские породы фундамента, нередко рассматривая мезозойские отложения чехла лишь в качестве дополнительного резервуара, где могут возникнуть вторичные залежи палеозойской нефти. Так как большая часть сведений по данному вопросу уже опубликована, ниже приводится лишь краткий обзор этих материалов.

Вопрос о поисках нефти и газа в Западной Сибири впервые был поставлен в 1932 г. академиком И. М. Губкиным на геологических совещаниях в Свердловске и Новосибирске. Как известно, И. М. Губкин при оценке перспектив нефтегазоносности Западной Сибири основывался на идее перехода триасовых угленосных фаций Челябинского бассейна, а также девонских высокобитуминозных углей и горючих сланцев Барзасского района в нефтеносные фации: первых — в более восточных частях Западно-Сибирской низменности, вторых — в центральной части Кузбасса.

Первое время исследования носили характер геологосъемочных работ и проверки заявок, позже они начали сопровождаться геофизическими работами, бурением мелких колонковых и единичных роторных скважин. Оценивая итоги проведенных изысканий, значительная часть исследователей большое внимание в этот период уделяет перспективам нефтегазоносности палеозойских и нежнемезозойских пород. В связи с этим большинство геологов считало первоочередными, наиболее перспективными районами Минусинскую впадину и Куз-

http://jurassic.ru/

басс (Шатский, 1932). Все исследователи давали также рекомендации о поисках нефти в породах складчатого фундамента низменности.

В своих ранних работах М. М. Чарыгин (1933), Д. Л. Степанов (1934), В. Г. Васильев (1937) считают отложения палеозоя восточного склона Урала благоприятными для поисков нефти, предполагая, что степень их метаморфизма в восточном направлении должна сильно уменьшаться, в связи с чем в пределах Западно-Сибирской низменности они могут быть нефтеносными. В более поздней работе (1946) В. Г. Васильев считал наиболее интересными палеозойские породы под мезозойским чехлом Хатангской впадины.

Н. П. Туаев (1941) выделяет вопрос о нефтеносности палеозоя в самостоятельную проблему. Отмечая значительную дислоцированность и метаморфизм этих отложений на восточном склоне Урала, на северном погружении Казахстанского массива и «Салаирского вала», Н. П. Туаев отрицательно оценивает их перспективы. По его мнению, палеозойские породы представляют интерес лишь на восточном склоне Северного Урала. На основании палеогеографических построений Н. П. Туаев оспаривает мнение И. М. Губкина о возможности перехода к центру низменности угленосных нижнемезозойских отложений восточного склона Урала в нефтеносные.

Опубликованные работы М. К. Коровина, Д. Л. Степанова и Н. А. Кудрявцева базировались уже на более обширных материалах. М. К. Коровин, на основании геотектонических построений выделивший в фундаменте ряд структур различного возраста консолидации, наиболее высоко оценивал зоны сопряжения через предгорные прогибы варисских складчатых структур с древним массивом Тоболии. Отмечая поверхностные нефтепроявления в обнаженных варисских структурах Томь-Колыванской дуги, Рудного Алтая, Зайсанской впадины, М. К. Коровин считает, что все это вместе взятое позволяет поставить варисские структуры Обь-Енисейской складчатой зоны на первое место среди возможных в Западной Сибири нефтеперспективных районов. Не менее высоко М. К. Коровин оценил перспективы Минусинской впадины и Кузбасса.

Весьма детально рассмотрены перспективы нефтеносности различных районов низменности Д. Л. Степановым. В связи с наличием в породах палеозойского обрамления битуминозных пород и проявлений жидкой нефти он считал вероятным присутствие нефтепроизводящих толщ в палеозойских отложениях фундамента. Хорошие коллекторы и благоприятные структурные формы, по Д. Л. Степанову, наиболее вероятны в предгорных впадинах или краевых прогибах складчатых структур фундамента. Весьма благоприятными для поисков нефти признаны также крупные синклинории фундамента. Ссылаясь на материалы А. А. Борисова и Г. И. Кругляковой, Д. Л. Степанов допускает возможность выявления таких структур методами геофизики. Положительно оценив перспективы палеозоя, Д. Л. Степанов вполне справедливо указал на большие трудности поисков нефти в породах фундамента.

Н. А. Кудрявцев по существу высказывает те же взгляды, что М. К. Коровин и Д. Л. Степанов. Наиболее интересными он считает предгорные впадины зон сочленения варисской складчатости с древним срединным массивом Тоболии. Однако Н. К. Кудрявцев отмечает, что это сочленение может иметь характер тектонического шва. Большее практическое значение он придает вторичным залежам палеозойской нефти в мезозойских отложениях, но в связи с крайне слабой изученностью низменности Н. А. Кудрявцев считал ее как в отношении

http://jurassic.ru/

палеозойских, так и в отношении мезозойских отложений районом третьей очереди, отдав предпочтение Минусинской впадине и Кузбассу.

Несмотря на широко развернувшиеся в 1948—1949 гг. поиски нефти и газа на территории низменности, сопровождавшиеся глубоким бурением и геофизическими исследованиями, вопрос о палеозойской нефти не был решен. Как и раньше исследователи искали возможности выделить в фундаменте зоны значительного ослабления метаморфизма, рассматривая их в качестве перспективных. Так, Н. Н. Ростовцев выделил четыре зоны: 1) Тюменскую зону пермо-триасовых пород, 2) Присемипалатинскую зону впадин с перспективными верхнепалеозойскими отложениями, 3) зону погружения низменности к северу от Минусинских котловин совместно с примыкающей частью Сибирской платформы (здесь перспективны девонские породы), 4) грабенообразные впадины челябинского типа, распространенные на юго-западе низменности, близ Урала, и заполненные триас-нижнелейасовыми отложениями. При этом Н. Н. Ростовцев указывает, что разведка пород фундамента может быть целесообразна лишь в зонах его неглубокого залегания (не более 500—700 *м*).

О возможности нахождения нефти в палеозойских отложениях погружения восточного склона Урала писал также А. В. Хабаков, считавший, что наиболее благоприятными являются антиклинальные складки, расположенные внутри обширных синклинальных впадин, не затронутых средне-верхнепалеозойским магматизмом. Так же как и Д. Л. Степанов, А. В. Хабаков высоко оценил Шадринско-Шумихинско-Долматовскую зону.

М. С. Гуревичем была сделана первая попытка изучить закономерности распределения солевого состава в подземных водах палеозойских пород фундамента. Он отметил, что в краевых частях фундамента низменности, как в трещинных водах кристаллических и метаморфических пород, так и в трещинных и пластовых водах осадочных пород, с глубиной отмечается уменьшение минерализации. К центру низменности минерализация подземных вод фундамента увеличивается.

В более поздней работе (Алескерова и др., 1958) Н. Н. Ростовцев привлек для оценки возможной нефтеносности палеозойских и нижнемезозойских пород данные о величине углеродного коэффициента в разных структурах фундамента.

Впервые в достаточной мере определенно отрицательная оценка возможной нефтегазоносности палеозойских отложений была дана Ю. К. Мироновым и Л. И. Ровниным (1958). По их мнению, палеозойские породы «в обрамляющей части низменности и районах, прилегающих к ней, не имеют практического интереса для поисков в них месторождений нефти и газа» (стр. 238). Перспективы триас-нижнелейасовых отложений, развитых в депрессиях поверхности фундамента, оценены Ю. К. Мироновым и Л. И. Ровниным положительно.

Н. П. Туаев (1958) выдвинул гипотезу генетической связи всех наблюдаемых в Южном Зауралье нефтегазопроявлений с явлениями пиролиза. В связи с этим им очень высоко, наравне с мезозойскими отложениями чехла, оценена возможная нефтегазоносность палеозойских и нижнемезозойских пород фундамента, которые рекомендованы в качестве объекта поисковых и разведочных работ.

В. Д. Наливкин (1958), рассматривая вопросы нефтегазоносности северо-запада низменности, отметил, что хотя имеющиеся данные показали возможность открытия нефтяных месторождений в палеозойских отложениях, которые одновременно могут быть первоисточником вторичных залежей в мезозое, практическое решение этого вопроса

http://jurassic.ru/

дорого и технически сложно. Поэтому поиски нефти и газа в палеозойских отложениях являются второочередными.

По мнению Г. П. Сверчкова (1958), палеозойские отложения Полноватского синклинория и Анеевской впадины фундамента северо-запада низменности, несомненно, перспективны. Однако разведка их технически сложна и поэтому преждевременна. Позднее Г. П. Сверчков (1959) вновь указывает на перспективность для поисков нефти и газа пород I и II структурных этажей фундамента в западной части низменности.

С. Ф. Федоров (1958) предложил разведать палеозойские отложения северо-восточной части низменности от Усть-Порта до с. Нижне-Имбатского.

Ф. Г. Гурари (1959) указал, что ряд признаков позволяет предполагать наиболее широкое распространение нормальноосадочных палеозойских пород в Чулымо-Енисейском районе и далее к северу, в Приенисейской части низменности. Именно в этой зоне при поисково-разведочных работах должно уделяться значительное внимание проблеме палеозойской нефти и газа.

Рассматривая вопросы нефтегазоносности арктической части низменности, В. Н. Соколов (1960) пришел к выводу, что по общегеологическим соображениям верхнепалеозойские отложения этого района являются перспективными. Он также считает, что на южном Ямале и в низовьях Таза могут оказаться перспективными средне- и верхнепалеозойские отложения.

А. Д. Матвеевская и Е. Ф. Иванова (1960), изучавшие строение фундамента южной части низменности, признали перспективными и рекомендовали для дальнейших исследований палеозойские отложения северной и западной частей Бийско-Барнаульского района и Прииртышскую зону межгорных впадин (Кайнаминская и др.).

И. В. Дербиков (1960), развивая идеи М. К. Коровина, Н. А. Кудрявцева и др., рекомендует провести исследования в предполагаемых передовых прогибах погребенных герцинид, в частности в выделенном им Шаимском прогибе.

Особо следует остановиться на работе В. Ф. Никонова, который считает, что имеющиеся данные о геохимической характеристике мезозойских отложений «заставляют сомневаться в нефтепроизводящих свойствах юрских пород в изученных бурением районах. В лучшем случае они могут быть битумообразующими. Таким образом, нефть в низменности следует прежде всего связывать с палеозойскими породами» (1960, стр. 657). В связи с этим наиболее перспективными В. Ф. Никонов считает зоны, тяготеющие к глубинным разломам. Для поисков залежей непосредственно в палеозое он рекомендует изучать карбонатные породы этого возраста, известные в Южном Зауралье.

И. К. Туезов (1962), изучавший состав и строение пород фундамента юга низменности по данным геофизики, наиболее перспективными считает Татарскую и Барабинскую впадины и прогиб к востоку от с. Ипатово. В этих структурах, судя по скорости распространения волн, могут быть встречены слабо измененные, преимущественно осадочные породы.

НЕФТЕГАЗОПРОЯВЛЕНИЯ В ПАЛЕОЗОЙСКИХ И НИЖНЕМЕЗОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ

Большое количество нефтепроявлений известно в пределах обнаженной части восточного склона Урала.

В Щучьинском районе Полярного Урала многочисленные нефтепроявления в осадочно-вулканогенных породах среднего палеозоя опи-

http://jurassic.ru/

саны В. А. Дедеевым (1958). Здесь отмечаются повышенная битуминозность, примазки и включения твердых, вязких и капельно-жидких битумов в девонских карбонатных и терригенных породах, реже в эффузивах. Содержание битумов в породах достигает 4,5%. По заключению П. А. Успенского, они относятся к битумам нефтяного ряда и по составу близки к нефти. Значительный интерес представляют указания В. А. Дедеева о приуроченности жидких битумов к молодым тектоническим размывам. Большинство участков с повышенной битуминозностью приурочено также к трещинам. Лишь изредка битумы пропитывают полностью всю породу.

В более южных районах восточного склона Урала, по материалам Н. А. Каржавина (1939) и Г. Е. Рябухина (1943), известны включения капельно-жидкой нефти и примазок битума в бокситовом пласте и перекрывающих его эйфельских известняках района бокситового месторождения. Битуминозные известняки, содержащие включения и примазки твердых и жидких битумов, отмечены Д. Л. Степановым, М. К. Коровиным и другими исследователями также в живетских (доманик) отложениях Северного и Среднего Урала. Более слабой битуминозностью характеризуются в этом районе известняки нижнего и среднего карбона. В. А. Грачевым в 1960 г. отмечались находки включений светлой нефти в трещинах нижнекаменноугольных известняков, вскрытых на глубине 68,0—75,8 *м* скв. Б-85 в Богдановичском районе Свердловской области.

Весьма интенсивные нефтепроявления связаны с триас-нижнелейасовыми угленосными толщами Челябинского бассейна, смятыми в мелкие крутые складки, осложненные разломами. При бурении скважин здесь наблюдались нефтяные пленки и пузырьки газа на поверхности бурового раствора, интенсивное пропитывание нефтью керна, извлеченного из многочисленных скважин. Ю. К. Миронов и Л. И. Ровнин (1958) указывают, что из скв. 2-к, пробуренной на Ерофеевской площади, при опробовании песчаников и конгломератов, лежащих на глубине 252—337 *м*, было извлечено за 3 суток 3,8 $м^3$ нефти и 1,5 $м^3$ воды. Небольшие количества легкой нефти были также получены при опробовании ряда других скважин. Из скв. 6-Р Ерофеевской площади с глубины 660—675 *м* извлечено около 0,4 $м^3$ нефти, в других скважинах этой площади притоков не получили. Из скв. 1-Р Ключевской площади с интервала 531—480 *м* получено около 30 *л* нефти. Жидкая нефть встречена в неглубоколежащих конгломератах также на Сугоякской площади. Н. П. Туаев (1958) и Г. П. Сверчков (1959) указывают, что пропитывание керна нефтью наблюдалось в большом количестве угле- и нефтеразведочных скважин (более 40) и связано главным образом с отложениями коркинской свиты. Однако Н. П. Туаев отмечает, что битумы Челябинского бассейна представлены всеми минеральными разностями — от жидкой нефти до антраксолитов — и распространены по всему разрезу, не будучи связаны с какой-либо определенной стратиграфической толщей или определенными литолого-фациальными типами пород.

Большое количество битумопроявлений известно в триас-нижнелейасовых отложениях Анохинской впадины. По данным Г. П. Сверчкова (1959), битумы выполняют трещины как в осадочных, так и в эффузивных породах, причем с глубиной консистенция их становится более вязкой. В осадочной толще развиты в основном черные хрупкие асфальтиты, тогда как по трещинам в эффузивных и эффузивно-осадочных породах содержатся главным образом полужидкие и вязкие желтоватые битумы, обычно пропитывающие кальцит. Наиболее интенсивные битумопроявления отмечены в скважинах, заложенных в зонах

http://jurassic.ru/

наибольшей дислоцированности пород. Вблизи трещин иногда наблюдается интенсивное пропитывание битумом песчаников и сланцев.

Многочисленные нефтегазопроявления в триас-нижнелейасовых отложениях описаны Н. П. Туаевым (1958) и Г. П. Сверчковым (1959) также для впадин Тургайского прогиба. В скв. 104, в пределах Эгинсайской впадины, обнаружены обильные примазки полужидкого битума на плоскостях трещин и вязкий битум в миндалинах эффузивных пород. Битумы в эффузивах известны и в других скважинах этого района. Примазки жидкого битума в трещинах пород наблюдались также в скважинах, пробуренных в Бурлукской впадине. В Джаныспайской впадине, кроме включений битумов, отмечено интенсивное газирование азотом в пяти скважинах. В Кушмурунской группе впадин в миндалинах эффузивных пород, вскрытых рядом скважин, также наблюдались жидкие и твердые битумы.

Интенсивные нефтепроявления известны в среднепалеозойских отложениях Тургайского прогиба. В непосредственной близости к Кушмурунской группе впадин, в колонковых скважинах 8-к и 6-к, пробуренных у ж.-д. ст. Казынбассы, А. П. Сиговым и О. И. Бурдиной в 1953 г. жидкие битумы были обнаружены в трещиноватых известняках нижнего карбона. Позднее в этом же районе нефтепроявления в тех же отложениях были встречены еще целым рядом скважин. В 1959 г. при бурении скв. 119-к в Семиозерном районе из кавернозных известняков нижнего карбона с глубины 502,9—519 *м* стала поступать разгазированная нефть, которой было отобрано из отстойников около 1 *т*. Позднее при опробовании этой скважины было дополнительно отобрано еще около 1 *т* нефти.

В зоне сочленения Тургайского прогиба с Западно-Сибирской низменностью известны находки битумов в отложениях эффузивно-осадочной туринской серии, вскрытых глубокими скважинами в районе г. Тюмени. В Тюменской опорной скважине А. В. Хабаковым в интервале 1505,4—1514,0 *м* описаны углисто-глинистые сланцы и глинистые алевролиты с прослоями гидропесчаников. В алевролитах наблюдались тонкие трещинки, выполненные бурым кальцитом и буро-черным хрупким битумом. По данным О. А. Радченко, в этих битумах 85,89% углерода, 13,19% водорода и 0,92% кислорода, азота и серы. В близрасположенной скв. 3-Р Ярской, по данным Г. П. Сверчкова (1959), в интервале 2112,4—2112,8 *м* залегают темно-серые битуминозные сланцы с прожилками твердого битума в трещинах.

В Центральном Казахстане проявления нефти в палеозойских породах известны в Карагандинской впадине, особенно в Чурубай-Нуринском районе, где они проявляются в виде многочисленных битумопроявлений в трещинах пород и нефтеподобной жидкости, выходящей на поверхность вместе с буровым раствором при бурении колонковых скважин. Анализ битума, произведенный С. Г. Рафиковым (Карагандинская ГРК), показал, что он состоит из угольной пыли и пропитывающей ее нефти. Однако разведочное бурение на нефть, проведенное на ряде локальных поднятий (Дубовском, Дель-Дельском и др.), положительных результатов не дало.

В более восточных частях палеозойского обрамления низменности следует отметить сильнобитуминозные аргиллиты (горючие сланцы), образующие мощные (до 80—90 *м*) пачки и пласты в пермских отложениях Кендерлыкской впадины. Наиболее полно эти образования описаны В. К. Василенко (1961), геохимические исследования их выполнены П. Ф. Андреевым (1959). Для битуминозных аргиллитов характерна значительная изменчивость содержания органического вещества, в том числе битуминозных компонентов. В разностях, наиболее бога-

http://jurassic.ru/

тых органическим веществом (первая пачка кендерлыкской свиты), содержание его достигает 55% на породу. Наиболее высокое содержание нейтрального битума, извлекаемого хлороформом, 1,67%. Битумы, судя по их элементарному составу, недовосстановленные. Однако П. Ф. Андреев обращает внимание на наличие в сланцах караунгурской свиты на контакте с прослоем алевролита битума, очень близкого по химическому составу к природным нефтям. Элементарный состав этого образца битума (интервал 1231—1233 *м*): C 80,13%, H 15,22%, S 0,34%, O 3,78%; отношение C : H 5,26. Групповой состав битума: асфальтены 2,88%, смолы 43,28%, масла 53,05%. На западе Кендерлыкской впадины в скважинах были обнаружены также локализованные скопления битумов в виде примазок и включений в трещинах пород, чаще всего вместе с кальцитом. В обнажениях натечные образования битумов наблюдались близ дайки диабазового порфирита.

В одном из обнажений полужидкий битум заполнял крупную полость в битуминозных аргиллитах размером около 0,3 *м* в поперечнике. Натеки на породах, жилки битума мощностью до 2 *см* встречены во многих обнажениях пермских пород. Описанные находки битумов, имеющих по заключению О. А. Радченко нефтяной характер, дали основание А. В. Русанову, Н. П. Туаеву и ряду других геологов высоко оценить перспективы нефтегазоносности Кендерлыкской и смежной Зайсанской впадин и рекомендовать проведение в них нефтепоисковых работ. В. К. Василенко (1961) также рекомендует постановку разведочных работ на некоторых площадях.

Непромышленные притоки нефти и полупромышленные притоки газа получены из верхнепалеозойских отложений при их разведке в пределах Кузнецкой впадины. Основные итоги этих работ описаны сотрудниками СНИИГГиМС (Муромцев и др., 1959) и Новосибирского геологического управления.

Нефтепоисковые работы в пределах Кузбасса, начатые в 1933—1935 гг., продолжаются в сравнительно небольших объемах до настоящего времени. Глубокое разведочное бурение велось на восьми площадях. Всего пробурено 25 скважин глубиной 1200—3000 *м*. Из них две опорные и две структурно-поисковые. Общий метраж глубокого бурения 52 тыс. *пог. м*. При помощи колонкового структурно-поискового бурения изучено 17 площадей. В результате разведочного и структурно-поискового бурения на некоторых структурах выявлены залежи нефти и газа непромышленного или полупромышленного значения.

На Южно-Борисовской структуре в верхней части ильинской свиты перми выявлена неглубоколежащая (305—380 *м*) газовая залежь. Тип залежи окончательно не выяснен. Запасы ее приближенно оцениваются в 0,3—0,5 млрд. $м^3$. Дебиты скважин составляют 15—30 тыс. $м^3$/*сутки*. Четыре скважины длительное время эксплуатируются для местных нужд. Состав пробы газа из скв. 10-к (по В. С. Муромцеву): метана 96,87—91,73%, этана 1,09—2,19%, пропана и более тяжелых углеводородов до 1,10%. В ильинской свите этой площади вскрыт еще один газоносный горизонт, лежащий более глубоко и давший очень слабые притоки газа. В пробе газа, отобранной в скв. 3-Р (глубина горизонта здесь 1000—1200 *м*), по данным М. Р. Лозовского и О. К. Овечкиной, содержится: метана 85,6%, тяжелых углеводородов 8,7% (в том числе этана 8,1%, пропана 0,4%, бутана 0,18%), азота и редких газов 3,0%. Из этих же отложений в двух скважинах с глубины 305 и 613,4 *м* были получены притоки нефти до 380 *л/сутки*. Нефть по физико-химическому и групповому углеводородному составу достаточно близка к мезозойским нефтям Западно-Сибирской низменности.

http://jurassic.ru/

На Сыромолотненской (Плотниковской) структуре в скв. 2-Р из низов кузнецкой свиты нижней перми (глубина 2389—2416 *м*) в течение 3 суток наблюдался газовый фонтан с дебитом 14 тыс. *м*³/*сутки*. После торпедирования скважины вместе с газом и водой было выброшено некоторое количество черной маслянистой и легкой нефти. Нефть эта была исследована в лаборатории ВНИГРИ А. И. Богомоловым и К. И. Паниной. При разгонке на фракции выяснилось, что бензиновых фракций в этой нефти 70,9%, керосиновых 24,8%. В температурном интервале 126—300° выкипает 95,7%. Приведенные данные показывают, что это конденсат. Его групповой углеводородный состав отличается от состава конденсатов из мезозойских отложений Назинской и Усть-Сильгинской площадей значительным преобладанием нафтеновых углеводородов над метановыми и ароматическими и тяготеет к составу конденсатов Березовского газоносного района. Из этого же горизонта в скв. 3-Р с глубины 2680 *м* получили кратковременный приток газа с дебитом 18 тыс. *м*³/*сутки*. Притоки газа меньшего размера (179—731 *м*³/*сутки*) получены из другого горизонта этой же свиты. Анализ газа, выполненный в лаборатории ВНИГРИ, показал следующий состав (по В. С. Муромцеву): CO_2 0,7%, CH_4 90,1%, C_2H_6 6,2%, C_3H_8 0,3%, $C_4H_{10}+C_5H_{12}$ 0,2%, N_2+редкие 2,5%, Ar+Kr+Xe 0,043%, He+Ne 0,0008%. На той же Сыромолотненской структуре при бурении скв. 3-к с глубины 343—355 *м* из пород ильинской свиты была поднята черная мазеподобная масса, представляющая собой смесь угольной крошки и вязкого битума. Исследованием химического состава этого образования, проведенным во ВНИГРИ А. И. Богомоловым, Л. Е. Козловой и А. Д. Перчихиной, было установлено, что оно является механической смесью угольной пыли с нефтяным битумом. Исходя из невысокого содержания асфальтеново-смолистых компонентов, преобладания бензольных смол над спирто-бензольными, близости элементарного состава к углеводородному, указанные исследователи отнесли пропитывающий угольную массу битум к нефтям метаново-нафтеново-ароматического типа.

На Абашевской площади, расположенной в юго-восточной части Кузбасса, скв. 5-Р вскрыла четыре газоносных горизонта в балахонской свите пермо-карбона. В верхних двух горизонтах газ углекислый, в нижних — смешанный, с содержанием метана до 25,3%. При проходке этих горизонтов наблюдались мощные газовые выбросы. К северо-востоку от Абашево при бурении колонковой углеразведочной скважины 445 было получено небольшое количество жидкой нефти из пород ерунаковской свиты верхней перми (глубина 218—243 *м*). По сведениям В. С. Муромцева, рядом со скв. 445 были пробурены еще две скважины. Они установили наличие нефти, приуроченной к трещине (шириной 1,5—2 *см*) в песчанике, издающем резкий запах керосина. При бурении отмечено выделение газа. Эта нефть отличается очень высоким содержанием метановых углеводородов и парафина, ничтожным содержанием серы и смол, отсутствием асфальтенов, небольшим удельным весом. Она близка по составу к девонским нефтям Минусинской котловины и к нефти Колпашевской площади. Аналогичный характер имеет нефть, обнаруженная в угольной шахте близ с. Абашево.

Б. Н. Пьянков указывает, что в пределах Кузбасса отмечено свыше 300 нефте- и битумопроявлений и более 200 газопроявлений, приуроченных преимущественно к центральной, северо-восточной и восточной частям Кузбасса. Битумопроявления весьма детально описаны В. С. Муромцевым, отмечающим большое разнообразие битумов по составу и консистенции. Битумы встречаются по всему разрезу палеозоя — от

http://jurassic.ru/

нижнего девона до верхней перми включительно, заполняя трещины и каверны в породах, нередко ассоциируя с кальцитом. В. С. Муромцев выделяет два района битумопроявлений. В северо-восточной части Кузбасса к размытым присводовым частям поднятий, сложенных породами девона и карбона, приурочены преимущественно твердые битумы, асфальтиты, озокериты, кериты. В мелких скважинах наряду с перечисленными встречаются также жидкие нефтеподобные и вязкие битумы. В центральной и южной частях впадины в различных горизонтах угленосной толщи известны многочисленные находки жидкой нефти, мазеподобных и вязких битумов, окрашенных битумом кальцитовых прожилков. Твердые битумы здесь отсутствуют. Почти все известные битумопроявления приурочены к трещинам и зонам нарушений, что указывает, по мнению В. С. Муромцева, на их «миграционный» характер. Однако некоторые исследователи доказывают приуроченность всех нефте-, газо- и битумопроявлений к определенным стратиграфическим толщам.

Многими исследователями отмечено наличие в палеозойских отложениях Кузбасса толщ, обогащенных рассеянным, сильно восстановленным органическим веществом сапропелевого характера. Весьма интересны в этом отношении лагунно-континентальные образования дмитриевско-перебойской толщи среднего девона в Барзасском районе. В ней залегает пачка битуминозных сланцев мощностью 40—60 *м*. По данным Н. Е. Вербицкой, приведенным В. С. Муромцевым (1959), в горючих сланцах содержится: влаги 1,40—2,29%, золы 63,0—74%, летучих 9,0—23,0%; выход первичной смолы колеблется от 1,0 до 12,0%; удельный вес ее 0,883, фенолов и кислот 0,6%, оснований 3,38%. В. С. Муромцев указывает, что количество органического вещества в сланцах составляет примерно 8—10%. Битум, извлеченный хлороформом из образца сланцев, взятого из обнажения, имел следующий элементарный состав: C 77,74%, H 10,10%, O+N+S 12,16%; отношение C:H 7,7. В пожарищевских слоях верхнего девона на северо-восточном борту впадины известно интенсивное пропитывание пород битумом. Последний заполняет пустоты в коралловых известняках, входит в состав цемента конгломератов и т. д.

Из изложенного выше материала видно, что хотя промышленные залежи нефти и газа в Кузнецкой впадине до сих пор не выявлены, процессы нефтегазообразования в породах, заполняющих эту впадину, несомненно, протекали. Причины неудачных поисков и разведки нефти и газа объясняются по-разному. Наиболее вероятная причина — плохие коллекторы и сложный характер многих структур. Однако и до сих пор некоторые геологи считают, что в Кузбассе могут быть открыты месторождения нефти и газа, имеющие большое промышленное значение.

Другим структурным элементом обрамления низменности, в пределах которого получены промышленные и полупромышленные притоки нефти и газа, является Южно-Минусинская межгорная впадина, нефтегазопроявления в которой наиболее полно описаны в сводке, составленной сотрудниками ВНИГРИ под руководством Н. Г. Чочиа (1958), и в других работах. Нефтегазопоисковые работы в Минусинских впадинах начались в 1931 г., однако широкое развитие их, сопровождавшееся бурением глубоких разведочных скважин, относится к 1948 г. Нефтеразведочные работы ведутся до настоящего времени, хотя в последние годы в связи с отрицательными итогами разведки многих структур близки к полному прекращению. До 1962 г. в Южно-Минусинской котловине из 27 выявленных структур разведано глубоким бурением 14. Пробурена 61 глубокая скважина. На шести структурах были получены

http://jurassic.ru/

притоки нефти или газа. В Северо-Минусинской впадине разведывалось два поднятия, на которых пробурено четыре глубокие скважины (одна из них опорная). Общий метраж глубокого бурения в Южно-Минусинской котловине составил 148 732 *пог. м.*

Наиболее интенсивные проявления, вплоть до газового фонтана, были получены при разведке Быстрянской антиклинали. Здесь пробурено 17 разведочных скважин. В пяти из них наблюдались притоки нефти из тубинской свиты верхнего девона и илеморовской свиты среднего девона. В большинстве скважин дебит нефти не превышал десятков литров в сутки при сильном снижении уровня. В скв. 17-Р за 26 суток извлекли 13,5 *т* нефти. В отдельные сутки дебит нефти составлял 1,8 $м^3$.

На Соль-Заводской антиклинали при опробовании интервала 2475—2800 *м* (бейская свита) в скв. 3-Р среднесуточный дебит нефти за период около полутора месяцев составил 500 *л*. На остальных площадях притоки нефти не превышали десятков литров в сутки при максимально допустимом снижении динамического уровня. Нефтесодержащими являются песчаники и алевролиты тубинской и илеморовской свит или низов бейской свиты.

Девонские нефти Южно-Минусинской впадины по физико-химическим свойствам весьма своеобразны и относятся к тому типу нефтей, который еще совсем недавно не был известен в мировой литературе. Это легкие метановые нефти с ничтожным содержанием ароматических и нафтеновых углеводородов, причем нередко последние практически отсутствуют. Для южноминусинских нефтей также характерно ничтожное содержание гетероэлементов, в том числе серы, отсутствие асфальтенов, очень небольшое содержание смол при очень высоком проценте парафина. Они очень близки к нижнемеловой нефти Озек-Суата, к верхнепермским нефтям из ерунаковской свиты южной части Кузнецкой впадины, к нефти Колпашевской площади, а также к нефти из триас-нижнелейасовых угленосных отложений Челябинского грабена, вскрытых скважиной Ключевской 1-Р. По Н. Б. Вассоевичу (1958), В. А. Успенскому, О. А. Радченко и др. (1961), эти нефти весьма близки к первичным, слабо затронутым процессами гипергенеза и катагенеза. А. Ф. Добрянский (1948) считает нефти подобного состава наиболее превращенными, являющимися продуктом длительного процесса метаморфизации нефтей.

С девонскими отложениями Южно-Минусинской впадины связаны также многочисленные газопроявления и битумопроявления. Фонтан газа ударил из скв. 1-Р на Быстрянской структуре, когда забой ее находился в породах илеморовской свиты. Разгазирование раствора и его выбросы начались уже с глубины 1854 *м*. При достижении глубины 1881,2 *м* после 14-часового простоя скважины из нее был выброшен весь глинистый раствор, и скважина перешла на фонтанирование сухим газом с дебитом от 128 до 175 тыс. $м^3$/*сутки*. Скважина фонтанировала 1 месяц и 10 дней, после чего газовый фонтан был задавлен. Испытание пласта производилось через год в течение 16 суток. Устойчивый дебит газа определен в 140 тыс. $м^3$/*сутки*, свободный — 181 тыс. $м^3$/*сутки*. Давление на устье при закрытой задвижке 170 *атм*. За время эксплуатации снижения статического давления не наблюдалось.

В ряде других скважин Быстрянской площади также были получены фонтаны и притоки газа из тех же отложений, но уже значительно меньшего дебита. Из скв. 4-Р максимальный приток газа составил 1900 $м^3$/*сутки*, при статическом давлении 138 *атм*. Скв. 5-Р дала фонтан газа дебитом 4000 $м^3$/*сутки* из пород бейской свиты. На Западно-Тогарской площади дебит газа в скв. 2-Р из пород бейской свиты до-

http://jurassic.ru/

стиг 3000 *м³/сутки*, на Карасукской площади в скв. 3-Р из пород илеморовской свиты приток газа не превышал 1000 *м³/сутки*. Сильный газовый выброс при прохождении скважиной илеморовской свиты также имел место на Ново-Михайловской структуре. Слабое газирование наблюдалось в очень многих разведочных скважинах при опробовании верхних свит среднего девона.

Помимо притоков нефти и газа в скважинах, в пределах Минусинских котловин (главным образом в южной) широко распространены включения твердых и вязких битумов в породах девона, обнажающихся на поверхности и вскрытых мелкими колонковыми скважинами. В разрезе среднего девона широко представлены породы, сильно обогащенные рассеянным органическим веществом, вплоть до наличия горизонтов горючих сланцев. Ф. И. Романов (Чочиа и др., 1958) указывает, что к концу 1955 г. на территории Минусинских впадин было известно более 135 находок нефти, озокерита, полужидких и твердых битумов и более 45 пунктов распространения битуминозных пород. Наиболее богаты рассеянным органическим веществом сероцветные прибрежно-морские и лагунные отложения среднего и верхнего девона (аскизская, илеморовская, бейская и кохайская свиты). Илеморовская и аскизская свиты характеризуются повышенной, по сравнению с другими частями разреза, битуминозностью. По материалам Н. Г. Чочиа и др. (1958), среднее содержание $C_{орг}$ в породах илеморовской свиты составляет 0,44%, в бейской 0,32%; битуминозных компонентов на породу соответственно 0,022 и 0,027%. Локализованные битумы встречаются по всему разрезу девонских отложений Минусинских впадин и отличаются большим разнообразием консистенции и минералогического состава. Эти битумы весьма детально изучены В. Г. Пуцилло, М. Н. Соколовой, С. И. Мироновым (1958), которые считают, что элементарный состав, данные компонентного анализа и групповой углеводородный состав позволяют отнести их к парафинистым нефтяным битумам, генетически связанным с парафинистыми нефтями Минусинской впадины.

Наряду с наличием хороших структур и весьма благоприятным для нефтегазообразования характером средне- и верхнедевонских отложений Южно-Минусинской впадины в них отмечаются плохие коллекторские свойства, что и привело к отсутствию в этом районе промышленных залежей нефти и газа. Однако весьма возможно, что девонские отложения, развитые в межгорных впадинах, расположенных значительно севернее и погребенных под мезо-кайнозойским чехлом Западно-Сибирской низменности, будут обладать всеми условиями, небходимыми для формирования залежей нефти и газа.

Косвенным подтверждением этого является получение из скв. 2-Р Колпашевской площади небольших количеств метановой, чрезвычайно богатой парафином нефти, очень близкой по свойствам к девонским нефтям Южно-Минусинской впадины. Притоки нефти были получены из интервала 2870—2860 *м*, лежащего в подошве мезозойских отложений чехла, непосредственно выше слабосмятых песчаников, алевролитов и аргиллитов фундамента, возраст которых по спорам и пыльце определен как девонский. При опробовании указанного горизонта, представленного плохопроницаемым мелкозернистым песчаником, извлекалось до 150 *л/сутки* воды и 2—3 *л/сутки* нефти. Всего за 13 суток опробования было собрано 48 *кг* нефти. При опробовании нижних горизонтов мезозойских отложений в других скважинах этой площади каких-либо нефтепроявлений не наблюдалось.

Своеобразный состав колпашевской нефти и геологические условия ее залегания позволили Ф. Г. Гурари (1959) сделать вывод о ее вторичном характере и генетической связи с палеозойскими отложениями

http://jurassic.ru/

фундамента. Но эта точка зрения разделяется не всеми исследователями.

С синийскими и палеозойскими отложениями вдоль восточного борта Западно-Сибирской низменности связаны многочисленные находки битумов, пород, пропитанных нефтью (в кернах скважин), интенсивные газовые выбросы при бурении. В районе нижнего течения Подкаменной Тунгуски, близ устья рч. Сухой Лебяжьей, в лежачем боку дайки траппа и в контактирующих с нею песчаниках среднего ордовика Е. П. Марков (СНИИГГиМС) обнаружил в 1961 г. обильные включения жидких и твердых битумов. Битумы заполняют главным образом миндалины в траппах. Размер этих пустот достигает 5 *см*. Дайка приурочена к разлому, секущему сводовую часть небольшой антиклинали. Элементарный и групповой состав битумов приведен в табл. 1.

Таблица 1

Элементарный и групповой состав битумов

Консистенция битума	Элементарный состав, %				Групповой состав, %		
	C	H	S	N + O	Масла	Смолы	Асфальтены
Жидкий	86,68	8,79	0,95	3,58	47,9	29,9	22,1
Вязкий	86,37	9,15	1,05	3,43	42,6	37,5	19,8
»	85,12	9,36	0,99	4,53	29,7	59,6	10,6

Анализы выполнены в лаборатории СНИИГГиМС Л. И. Богородской.

Аналогичные битумопроявления, связанные с дайкой траппов, отмечались Д. К. Зегебартом на р. Вельма (левый приток Подкаменной Тунгуски). По химическому составу сухолебяжинские битумы близки к битумам Туруханского района.

Интенсивные нефтепроявления в Туруханском районе известны с 1938 г., когда А. Г. Вологдин (1939). обнаружил на своде Большой Сухотунгусской антиклинали включения твердых и вязких битумов в кавернах и трещинах водорослевых доломитов буровой свиты позднего докембрия. Вслед за этим Г. И. Кириченко (1940) обнаружил в зоне разлома в устье Сухой Тунгуски твердые битумы в трещинах пород среднего кембрия. Им же наблюдались в устье рч. Дьявольской сильно закированные кавернозные и пористые доломиты венлока, а также жилы и линзы вязкого битума в известняках того же возраста, обнаженных на правом берегу Сухой Тунгуски, непосредственно ниже устья рч. Дьявольской. С. П. Микуцким и В. И. Драгуновым в 1955—1959 гг. обнаружен ряд пунктов с включениями твердых и вязких битумов в трещинах и кавернах доломитов платоновской и костинской свит нижнего кембрия в долине Сухой Тунгуски — от ее устья до рч. Дьявольской.

При бурении колонковых скважин на Дьявольской площади были пройдены пропитанные нефтью доломиты венлока. В скв. 8-к из венлока были получены пленки нефти, а скв. 2-к дала из верхнего кембрия небольшой фонтан углеводородного газа с дебитом около 1000 *м*^{3}/*сутки*. Состав газа, по данным Н. Н. Годун (СНИИГГиМС) следующий: CH_4 90%, C_2H_6 6,0%, C_3H_8 1,5%, C_4H_{10} 0,6%, C_5H_{12} 0,3%, O_2 0,6%, N_2+редкие 1,0%. Газ типичный нефтяной, характеризуется высоким содержанием тяжелых углеводородов и их непрерывным рядом, при постепенном убывании количества высших гомологов.

http://jurassic.ru/

Обильные включения твердых и вязких битумов в трещинах, кавернах, пустотах нижнепалеозойских пород, битума в качестве цемента брекчий и другие подобные битумопроявления отмечены рядом исследователей в долинах рек Волдиной, Летней, на Нижней Тунгуске (район Голого Яра). Наиболее интенсивные битумопроявления в виде жил, секущих силурийские отложения, отмечены в разное время А. А. Предтеченским, В. И. Драгуновым и С. П. Микуцким на р. Летней. На р. Нижней Тунгуске, против пос. Северного, А. А. Предтеченский, Г. И. Кириченко, В. И. Драгунов и С. П. Микуцкий наблюдали пропитывание битумами карбонатной брекчии.

Битумы Туруханского района неоднократно исследовались во ВНИГРИ, Институте нефти АН СССР и других организациях. Достаточно полные данные о составе этих битумов приведены в статье В. Г. Пуцилло и С. И. Миронова (Пуцилло и др., 1958). Эти исследователи утверждают, что особенности состава битумов района рч. Дьявольской (следовательно, и остальных битумов Туруханского района, имеющих сходный состав) указывают на их генетическое родство и позволяют «квалифицировать их как битумы нефтяного ряда типа асфальтов». Битумы, заполняющие трещины и пустоты, являются, по их мнению, вторичными и связаны с нефтепроизводящими породами иного возраста, чем вмещающие их. Рассматривая этот вопрос дальше, В. Г. Пуцилло и С. И. Миронов приводят данные об элементарном и групповом составе битумов кембрийских нефтей с рек Толбы и Кенелекана, значительно отличающие их от битумов Туруханского района. В то же время последние очень близки по составу к нефтям пермских отложений Нордвикского района.

Битумы, близкие по характеру и условиям залегания к туруханским, отмечались В. У. Петраковым в доломитах среднего кембрия, обнаженных в низовьях р. Курейки. На р. Мундуйке им же отмечены закированные породы верхов нижнего кембрия.

Весьма интенсивные нефтегазопроявления наблюдались в последние годы при геологоразведочных работах в Норильском районе (Сливко, 1962). Во многих скважинах этого района в керне ордовикских, силурийских и девонских пород наблюдалось пропитывание пористых и трещиноватых участков жидкой нефтью. Спектральный анализ одного из образцов жидкого битума, произведенный в лаборатории ВНИГРИ, установил примерное содержание в углеводородной части 60% метановых и 40% ароматических углеводородов при полном отсутствии нафтеновых. Эти данные напоминают углеводородный состав некоторых девонских нефтей Южно-Минусинской впадины. В. М. Сливко указывает, что в обнажениях нижне- и среднепалеозойских пород встречаются многочисленные включения битумов в трещинах и пустотах пород. Битумами нередко насыщены целые пласты осадочных пород. Образцы битума, собранные Т. И. Баженовой в районе Черногорского месторождения, содержат, по ее данным, до 80% масел.

Во многих скважинах Норильского района наблюдалось разгазирование раствора, газовые выбросы и небольшие фонтаны сухого газа. Большая часть газопроявлений связана с глубиной 100—300 *м*. Результаты исследования газов, проведенного в лаборатории СНИИГГиМС, приводятся в табл. 2.

Значительное содержание тяжелых углеводородов в газе из скв. 1090 свидетельствует о тесной генетической связи этих газов с процессом нефтеобразования.

В эффузивно-аргиллитовой нижнетриасовой толще района Усть-Порта, вскрытой скважинами, также известны многочисленные примазки, капли, выпоты жидкой нефти, включения битумов различной

http://jurassic.ru/

Таблица 2

Химический состав газов

№ скважины	Состав газа, % объемн.									
	CO_2	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	N_2	H_2	O_2	Ar	He
1090	—	85,0	3,4	0,3	0,1	9,40	—	1,2	0,194	0,380
390	—	55,0	0,09	—	—	44,10	—	0,8	0,686	0,007
300	0,8	56,0	0,15	0,01	0,15	41,60	—0,5	—	0,719	0,042
387	1,6	61,0	.0,20	0,01	0,10	34,40	1,6	—	0,620	0,007
387	1,2	51,0	0,17	0,02	0,20	45,34	—	0,4	0,742	0,006

консистенции. В скв. 13-Р из этих отложений был получен с глубины 1079—1201 *м* небольшой приток метаново-азотного газа, содержащего метана 40,8%, азота+редких 57,6%, тяжелых углеводородов 0,1%. По составу этот газ значительно ближе к палеозойским газам Южно-Минусинской впадины и Норильского района, чем к газам из мезозойских отложений низменности. Наличие обильных нефтегазопроявлений в породах фундамента района Усть-Порта позволило некоторым исследователям связывать с палеозойскими отложениями также нефтегазопроявления, известные в мезозойских отложениях чехла, рассматривая последние в качестве вторичных.

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ОТЛОЖЕНИЙ ФУНДАМЕНТА

Анализ фактического материала и обзор проведенных научных исследований показывают, что за последнее десятилетие проблема нефтегазоносности пород складчатого фундамента мало продвинулась по пути ее практического разрешения.

В то же время из приведенного обзора нефтегазопроявлений видно, что вдоль обрамления Западно-Сибирской низменности, там, где складчатый фундамент выступает на дневную поверхность, в нем достаточно широко распространены структурные зоны, в пределах которых с палеозойскими или нижнемезозойскими отложениями связаны интенсивные нефте- и газопроявления, вплоть до полупромышленных притоков этих полезных ископаемых (рис. 1). Материалы геофизических исследований показывают, что многие структурные зоны обрамления продолжаются в пределах низменности, под ее платформенным чехлом.

Характер геофизических полей свидетельствует о наличии во внутренних частях низменности структур типа межгорных впадин или реликтов древних платформ, для которых можно предполагать развитие слабо метаморфизованных палеозойских и нижнемезозойских отложений, перспективных на нефть и газ. Весьма интересны внешние зоны герцинских геосинклинальных систем, где верхнепалеозойские, предположительно очень слабо метаморфизованные осадочные образования залегают на складчатом цоколе байкальского (периферия Таймыра) или каледонского (периферия Урала) возраста. Именно в последних условиях возникли интенсивные нефтепроявления севера Тургая и района Щучьинского выступа. Описание перспективных структур фундамента приведено в соответствующих разделах первой части данного тома. На большей части площади этих перспективных зон поверхность фундамента лежит на глубине более 1200—1500 *м*.

http://jurassic.ru/

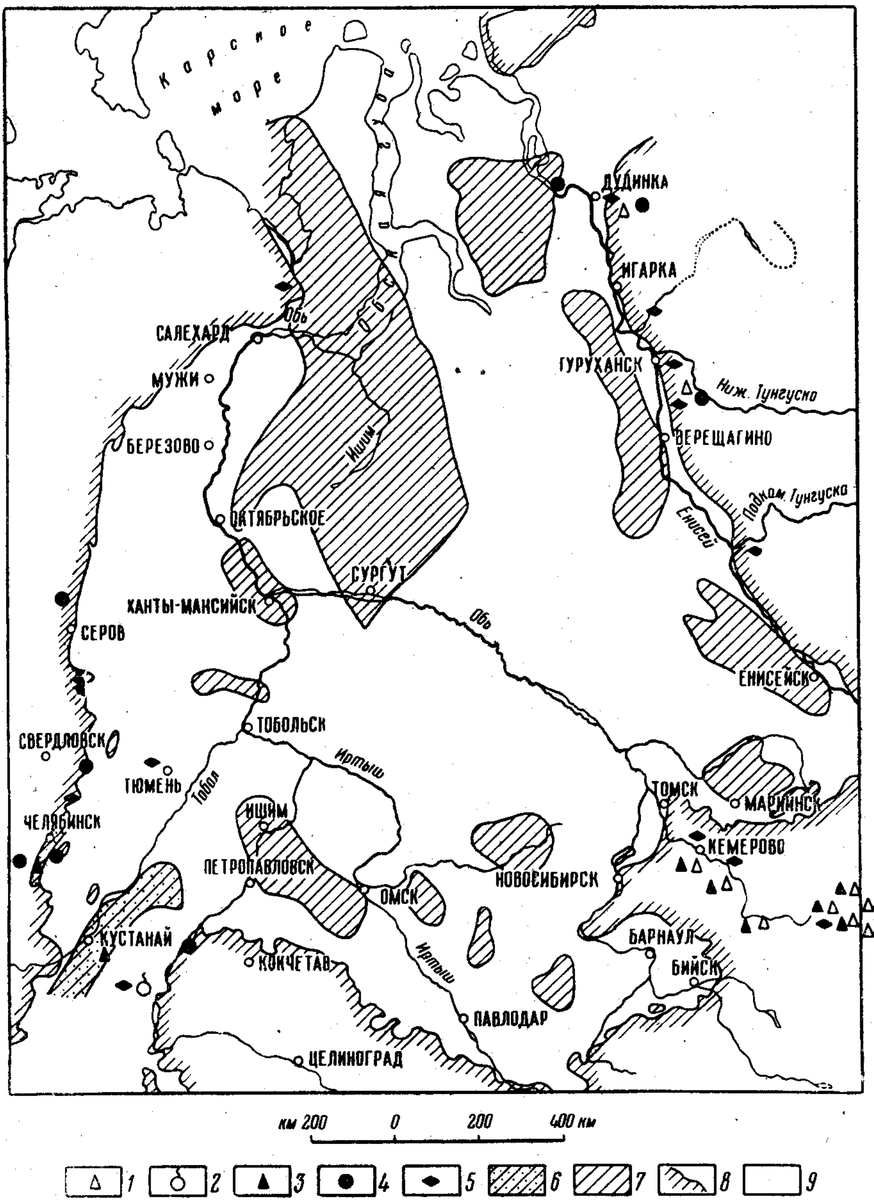


Рис. 1. Схематическая карта прогнозов нефтегазоносности для фундамента Западно-Сибирской плиты. Выкопировка из карты прогнозов нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности, под ред. Н. Н. Ростовцева, 1961 г.

1 — фонтанирование скважин углеводородным газом (иногда промышленного или полупромышленного масштаба) и газовые выбросы в скважинах из палеозойских отложений; *2* — прочие газопроявления из пород складчатого фундамента; *3* — незначительные притоки нефти в скважинах из палеозойских или триас-нижнелейасовых отложений; *4* — пропитывание нефтью керна скважин, включения ее в трещинах и кавернах палеозойских и триас-нижнелейасовых пород; *5* — включения твердых и вязких битумов в трещинах, пустотах пород фундамента, в кальцитовых жилах; *6* — площади развития перспективных палеозойских толщ с установленными нефтепроявлениями; *7* — площади с предполагаемым развитием слабо метаморфизованных пород в фундаменте, перспективы которых не изучены; *8* — граница Западно-Сибирской низменности; *9* — площади с неясными перспективами и сложным строением пород фундамента

http://jurassic.ru/

В связи с тем что широко применяемые при поисково-разведочных работах на территории низменности геофизические методы не позволяют произвести выделение и оконтуривание палеозойских и нижнемезозойских структур различных порядков под платформенным чехлом, в настоящее время невозможно выбрать участки с наилучшими структурными условиями для заложения поисковых скважин. Это обстоятельство позволяет рекомендовать постановку скважин специально для разведки нефти и газа в породах фундамента лишь в северной части Тургайского прогиба (районы Кустаная и Кургана). Сейчас основной задачей по изучению нефтегазоносности фундамента является накапливание сведений о составе, фациях, нефтегазонасыщенности, коллекторских и других физических свойствах слагающих его пород. Эти данные должны быть получены за счет доведения до фундамента и углубления в него хотя бы одной скважины на каждой площади, где ведется глубокое бурение для поисков и разведки мезозойской нефти. Если при этом в фундаменте будут встречены породы, насыщенные нефтью или газом, они должны быть опробованы с той же тщательностью, что и мезозойские.

Несколько иное положение существует для Тургайской зоны, где уже известны интенсивные нефтепроявления в среднепалеозойских отложениях и где в небольшом объеме проводится бурение и геофизические исследования для выяснения фаций, структурных и коллекторских условий этих пород. Учитывая неглубокое залегание пород фундамента в этой зоне и расположение ее в экономически освоенном районе, можно рекомендовать здесь постановку поискового бурения на структурах, подготовленных под мезо-кайнозойским чехлом мелким бурением и геофизическими работами.

Эффузивно-осадочные отложения туринской (нижний триас) и челябинской (триас—нижний лейас) серий, выходящие на дневную поверхность во впадинах челябинского типа или неглубоко лежащие под чехлом в районах юго-запада низменности, не имеют больших перспектив. В этих отложениях, где широко известны нефтепроявления, формирование залежей в значительной степени определяется качеством коллекторов. Хотя вопрос этот изучен еще недостаточно, известно, что в наиболее исследованном Челябинском бассейне поровые коллекторы в основании эффузивно-осадочной толщи триаса характеризуются низкой открытой пористостью (до 10, редко 15—18%) и слабой проницаемостью (менее 0,1—5 *мдарси*). Выше, в триас-нижнелейасовых отложениях, в отдельных прослоях песчаников открытая пористость увеличивается и достигает 20%, а проницаемость — 100 *мдарси* (Сверчков, 1959). Наряду с поровыми коллекторами широко развиты и коллекторы трещинного типа, закономерности распределения которых пока не выяснены.

Структурные условия для этих отложений также неблагоприятны: отмечаются мелкие, достаточно резкие структуры, сильно нарушенные разрывами. Следует также учесть, что нефтесборная площадь для отложений туринской и челябинской серий во впадинах Приуралья и Тургая весьма невелика. Мнение Н. П. Туаева (1958), Г. П. Сверчкова (1959), В. Ф. Никонова (1960) о том, что нефтепроявления в этих отложениях вторичны и обусловлены активной миграцией нефти по разломам из подстилающих палеозойских пород, пока остается гипотетичным. Поэтому в нижнемезозойских осадках юго-запада и юга низменности можно допустить существование лишь незначительных по размерам газовых или нефтяных месторождений. Небольшие месторождения природных газов в эффузивно-осадочных толщах известны в мировой литературе. К. К. Ландес (Landes, 1953) приводит описание месторождения

http://jurassic.ru/

Ратлеснек Хилс, расположенного на Колумбийском лавовом плато, на котором эксплуатируются две продуктивные зоны в трещиноватых базальтах. По его мнению, в этом месторождении газоматеринскими породами являются тонкие пласты озерных глин, чередующиеся с потоками базальтов.

Многие исследователи вслед за И. М. Губкиным считают, что нижнемезозойские образования центральных районов низменности имеют большие перспективы. Эта идея успешно развивается В. П. Казариновым (Казаринов, 1958; Гурова и Казаринов, 1962), выделяющим отложения триаса и нижнего лейаса в первую «послеперерывную» толщу. Предполагается, что в центральных и северных, наиболее погруженных частях низменности эта толща расположена в благоприятных морских и прибрежно-морских фациях, в которых могут быть встречены нефтематеринские свиты и связанные с ними месторождения. Следует, однако, учесть, что глубина залегания этих отложений достаточно велика.

С другой стороны, всеми проведенными исследованиями, в том числе и на территории центральных частей низменности, в основании платформенного чехла отложений древнее тюменской свиты, аналогичных челябинской серии, пока не обнаружено. Поэтому не исключено, что гипотеза о принадлежности отложений туринской и челябинской серий на всей территории низменности исключительно к фундаменту окажется более близкой к истине, чем гипотеза о включении отложений этих серий в глубоко погруженных частях низменности в состав платформенного чехла.

Следует также рассмотреть вопрос о возможности возникновения в палеозое залежей нефти и газа, имеющих вторичный характер. Из описания нефтяных и газовых месторождений (см. вторую главу данной части тома) видно, что в определенных геологических условиях трещиноватые и кавернозные породы верхней части выступов фундамента могут интенсивно насыщаться нефтью и газом из прилегающих к ним кольцевых залежей мезозойского возраста. В ряде случаев из таких зон вторичного насыщения были получены притоки нефти и газа промышленного размера. Эта картина характерна для газовых и нефтяных месторождений Березовско-Шаимского района, где обычно имеется однопластовая, литологически экранированная залежь, приуроченная к базальному слою песчаников и гравелитов и образующая кольцеобразную зону нефте- или газонасыщения на склонах выступов фундамента. В этих условиях зоны насыщения в фундаменте могут рассматриваться в качестве дополнительных резервуаров, повышающих общие запасы месторождения. Для решения вопроса о рациональности разработки этих вторичных залежей в фундаменте одновременно с эксплуатацией основной мезозойской залежи в процессе разведки должны быть определены их размеры, величина запасов, условия нефтегазоотдачи.

Особое внимание должны привлечь зоны, где поверхность фундамента сложена сильнотрещиноватыми и кавернозными известняками палеозойского возраста. Итоги бурения на Рявкинской и Усть-Сильгинской площадях, где при вскрытии этих пород скважинами наблюдалось очень сильное поглощение раствора, показывают, что выступы фундамента, сложенные такими известняками, могут явиться прекрасными резервуарами для массивных залежей мезозойской нефти.

http://jurassic.ru/

Глава вторая

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ОТЛОЖЕНИЙ ПЛАТФОРМЕННОГО ЧЕХЛА

ИСТОРИЯ ИССЛЕДОВАНИЙ

До 30-х годов текущего столетия вопрос об открытии залежей нефти в недрах Сибири в советской геологической литературе практически не поднимался. Лишь в 1920 г. М. А. Усов, в целом отрицательно оценив перспективы нефтегазоносности Западной Сибири, указал на возможность небольших перспектив для Кузбасса и Минусинской впадины. Только после открытия в 1929 г. месторождения Чусовские Городки на западном склоне Урала проблема нефтегазоносности зауральских территорий СССР привлекла внимание ученых и геологов-производственников.

Развитию нефтепоисковых работ в Западной Сибири способствовали выступления академика И. М. Губкина на Уральской сессии Академии наук СССР в Свердловске в 1932 г. и на совещании работников треста «Востокнефть» в 1934 г. (Губкин, 1956). Рассматривая Западно-Сибирскую низменность в качестве крупной платформенной депрессии, благоприятной для процессов нефтеобразования, И. М. Губкин предположил, что на бортах этой впадины, в частности на восточном склоне Урала, могут быть структуры, заполненные нефтью при ее миграции из центральных частей депрессии. Н. С. Шатский (1932), рассматривая вопрос о нефтегазоносности различных районов Сибири, занизил перспективы низменности, отдавая предпочтение Минусинской впадине и Кузбассу. С этого времени начинается история поисков и разведки нефти и газа в Западно-Сибирской низменности, подразделяющаяся на несколько этапов.

Первый этап длился до 1943 г. Вначале поиски нефти развернулись, в соответствии с идеями И. М. Губкина, главным образом на восточном склоне Урала и в прилежащей к нему части низменности. С 1934 по 1937 г. эти работы проводились трестом «Востокнефть» под руководством В. Г. Васильева. Исследования свелись к изучению естественных обнажений в основном третичных и четвертичных пород и к проверке ряда заявок местных жителей о выходах нефти. В районе некоторых выходов были пробурены мелкие скважины. Итоги этих исследований достаточно полно освещены В. Г. Васильевым (1937, 1946), который подтвердил наличие естественных выходов нефти на р. Белой (Тавдинский район) и на р. Большом Югане (Сургутский район).

В 1934 г. экспедиция НГРИ под руководством Н. А. Гедройца, изучая нижнее течение р. Енисея, установила близ устья р. Малой Хетты обильные выходы горючих газов с примесью тяжелых углеводородов. Эти материалы дали основание Н. А. Гедройцу (1940а) рекомендовать постановку разведочных работ в районе Усть-Порта. Колонковое бурение было начато здесь в 1936 г., роторное в 1939 г. На территории Малохетского вала был проведен значительный объем геофизических исследований. Изучение нефтегазоносности района Усть-Порта продолжалось организациями Главсевморпути до 1953 г. (буре-

http://jurassic.ru/

ние скважин было прекращено в 1948 г.), причем оно велось без увязки с другими нефтепоисковыми работами, проводимыми в Западно-Сибирской низменности. Как указывает В. Н. Соколов (1960), основной объем поисково-разведочных работ был сосредоточен на Малохетско-Точинской структуре, кроме того, глубокая роторная скважина бурилась на Яковлевском куполе. Всего в Усть-Енисейском районе пробурено 15 глубоких скважин общим метражом 43 150 *пог. м* и 145 колонковых скважин общим метражом 56 000 *пог. м*. В итоге бурения в 62 скважинах обнаружено пропитывание нефтью керна мезозойских, главным образом неокомских пород. Многочисленные газопроявления, от газирования раствора до газовых фонтанов, при опробовании отмечены в 53 скважинах. В скв. 13-Р из отложений валанжина был получен полупромышленный фонтан горючего газа с дебитом 11 800 *м³/сутки*. Газ метановый, с примесью тяжелых углеводородов.

Значительный объем поисково-разведочных (буровых, геофизических) и научно-исследовательских изысканий, выполненный в районе Усть-Порта, был сосредоточен на небольшой площади, что отразилось на итогах работ. Несмотря на большое количество нефти- и газопроявлений, месторождения не были открыты; мало данных было получено о глубинном строении северной части низменности. Нефтеразведочными работами в районе Усть-Порта руководили Н. А. Гедройц, И. П. Лугинец, А. Г. Алексин, В. П. Милодоров и др. Наиболее полно результаты их исследований освещены в трудах В. Н. Сакса (1959), А. Г. Алексина и др.

В южных районах низменности поиски нефти в первый этап проводились в районах Южного Приуралья, постепенно распространяясь в более северные и восточные районы.

С 1936 г. НГРИ начал систематическое наблюдение за скважинами и частичную обработку их керна. Работы эти велись под руководством Н. П. Туаева. Большое значение для развития дальнейших работ имели данные Н. П. Туаева (1937а, б; 1941) о выделениях горючего газа и иризирующей нефтяной пленки при бурении на ж.-д. ст. Ганькино скважины, в каменном материале которой были обнаружены куски натечного арагонита, пропитанного нефтью. Аналогичные нефтепроявления указаны им для скважины, пробуренной у ж.-д. ст. Называевская. Н. П. Туаев также подтвердил наличие естественного выхода нефти на р. Алабуге в Звериноголовском районе.

С 1937 г. на территории Западно-Сибирской низменности Всесоюзной конторой геофизических разведок (ВКГР) были начаты геофизические исследования в Звериноголовском (магнитометрия) и в Ганькинско-Петропавловском районах.

С 1939 г. поиски нефти в Западной Сибири усиливаются. В 1939 г. в г. Новосибирске был организован Западно-Сибирский геологоразведочный трест, в 1940 г. создается Западно-Сибирская геофизическая экспедиция Государственного союзного геофизического треста (ГСГТ).

Сведения В. Г. Васильева, Н. П. Туаева и других исследователей, а также многих заявителей о наличии в низменности многочисленных выходов нефти и других прямых признаков нефтеносности послужили основанием для высокой оценки этой территории I Всесоюзным совещанием геологов-нефтяников, проходившим в Москве в 1939 г. Данные Н. П. Туаева обусловили концентрацию работ в юго-западной части низменности. В Петропавловском районе и на Чесноковском участке Шумихинского района была проведена сейсморазведка. В Тавдинском и Петропавловском районах, на участках, где были отмечены выходы нефти и прямые ее признаки, геофизическими работами начали гото-

http://jurassic.ru/

вить структуры. В Тавдинском районе поднятие было изучено электроразведкой, и в 1941—1942 гг. на нем пробурены две колонковые скважины, наиболее глубокая из которых остановлена в низах верхнемеловых отложений; признаков нефти встречено не было. В Петропавловском районе выявлено семь поднятий, два из которых, Асановское и Токушинское, изучены наиболее детально. На первом из них в 1940 г. начато колонковое, а затем и роторное бурение. Пройденные до фундамента три разведочные скважины нефтегазонасыщенных пластов в разрезе мезозоя не установили. В это же время велось колонковое и роторное бурение на соседнем Ганькинском участке, закончившееся с отрицательными результатами.

В период 1939—1943 гг. Западно-Сибирский геологоразведочный трест осуществлял буровые работы на трех участках: близ ж.-д. ст. Шумиха, в Тавдинском и Петропавловском районах. Общий метраж пробуренных роторных скважин составил 3819 *пог. м.* Отрицательные итоги глубокого разведочного бурения привели к тому, что в 1943 г. поиски нефти в Западно-Сибирской низменности были в основном прекращены, и только в Сосьвинском районе они продолжались в небольшом объеме до 1945 г. Как правильно утверждал Д. Л. Степанов, ошибка буровых работ, производившихся Западно-Сибирским геологоразведочным трестом в период с 1939 по 1942 г., заключалась в подходе к этому региону как к области с установленной нефтеносностью. Почти весь метраж глубокого бурения был израсходован на разведку двух структур, оценка которых как возможно нефтеносных базировалась на совершенно недостаточных данных. Если бы этот метраж был использован на несколько стратиграфических скважин в различных районах, было бы получено гораздо больше необходимых данных для разрешения проблемы нефтеносности Западно-Сибирской низменности в целом. Это заключение следует распространить и на работы Главсевморпути в районе Усть-Порта.

В то же время итоги первого этапа во многом помогли правильному направлению дальнейших работ, позволили наметить некоторые закономерности в геологическом строении низменности. По итогам проведенных работ В. Г. Васильев (1937, 1946) и Н. П. Туаев (1941) справедливо отметили очень высокие перспективы нефтеносности Западно-Сибирской низменности, особенно нижнемеловых и юрских отложений, и возможность превращения ее в короткий срок в новую нефтеносную область СССР.

Детально итоги работ первого этапа рассмотрены в 1948 г. Д. Л. Степановым и Н. А. Кудрявцевым, давшим достаточно высокую оценку потенциальной нефтеносности этого огромного региона. По мнению Д. Л. Степанова, наибольшего внимания заслуживают морские отложения верхней юры, мела и палеогена как наиболее доступные для поисковых и разведочных работ на нефть стратиграфические комплексы в пределах низменности. Значительный интерес представляет пестроцветная толща, покрывающая морской неоком в области перехода ее в морские отложения. Отрицательным моментом Д. Л. Степанов считает слабое проявление или полное отсутствие метаморфизма в мезо-кайнозойских отложениях, без чего не могли возникнуть процессы нефтеобразования. Это обстоятельство, по его мнению, вместе с отсутствием битуминозных свит несколько снижает перспективы обнаружения в Западно-Сибирской низменности первичных залежей мезо-кайнозойской нефти. Поэтому большой интерес представляет образование в мезо-кайнозое вторичных залежей палеозойской нефти.

Н. А. Кудрявцев по большинству вопросов (о возможности нефтеобразования в мезо-кайнозойской толще, о вторичных залежах палео-

http://jurassic.ru/

зойской нефти в мезозойских отложениях и др.) разделяет уже изложенные взгляды Д. Л. Степанова. В то же время Н. А. Кудрявцевым уделено большое внимание палеозойским отложениям. Он пришел к выводу, что быстрое обнаружение промышленной нефти гораздо более вероятно в Кузбасской и Минусинской котловинах, чем в Западно-Сибирской низменности.

Второй этап нефтепоисковых работ, длившийся с 1948 по 1953 г. включительно, связан с образованием в 1947 г. Министерства геологии. Одной из его главных задач было резкое усиление нефтегазопоисковых работ в Сибири. В декабре 1947 г. Министерством геологии СССР было созвано совещание под руководством академика Д. В. Наливкина, наметившее направление нефтепоисковых работ в Сибири. Основными докладчиками по Западной Сибири были Н. А. Кудрявцев и М. К. Коровин. На основании предложений этих исследователей совещание рекомендовало начать бурение в низменности ряда опорных скважин: Тюменской, Барабинской, Максимо-Ярской, Колпашевской, Тарской и Ханты-Мансийской, а также осуществить проведение региональных геофизических профилей. Для выполнения нефтегазопоисковых работ в г. Новосибирске была создана экспедиция, в 1949 г. реорганизованная в трест «Запсибнефтегеология» с подчиненными ему Тюменской и Омской экспедициями. В том же году в Новосибирске был образован специализированный геофизический трест «Сибнефтегеофизика». В 1949 г. началось бурение Тюменской, Колпашевской и Барабинской опорных скважин. Руководство поисково-разведочными работами в этот период осуществляли И. П. Карасев, Ю. К. Миронов, С. И. Чернов, Г. Л. Гришин, С. Г. Белкина, Н. Н. Ростовцев, С. Ф. Федоров, М. К. Коровин, Ф. Г. Гурари, М. В. Шалавин, В. П. Казаринов, К. А. Савинский, П. А. Кукин, К. П. Букалов, Ю. Н. Грачев, Г. И. Грачев, Д. Ф. Уманцев, Г. А. Шаповалов и др. Для научного обобщения первичных материалов и кураторства в 1949 г. была организована Западно-Сибирская комплексная тематическая экспедиция. В 1950 г. в эти работы включилась также Комплексная восточная нефтегазовая экспедиция Академии наук СССР.

В конце 1949 г. в связи с крайне слабой изученностью глубинного строения низменности Н. Н. Ростовцевым совместно с В. В. Мелещенко, В. П. Казариновым, С. И. Черновым и другими исследователями был составлен генеральный план нефтепоисковых работ на ее территории, в основном принятый на расширенном заседании Технического совета Министерства геологии в январе 1950 г.

В течение второго этапа ежегодно наращивались объемы глубокого бурения, но метраж его по сравнению с размерами всей низменности был все еще крайне недостаточным. Для этого периода характерно большое развитие опорного бурения. Всего за указанный отрезок времени была пробурена 51 скважина метражом 109 450 *пог. м,* из них 12 скважин опорных (34 642 *пог. м*). Кроме того, было пробурено 162 786 *пог. м* мелких (до 500—600 *м*) колонковых скважин, пройдено почти 29 тыс. *пог. км* сейсмических профилей, выполнено около 12 000 ВЭЗ. Колонковое бурение использовалось почти исключительно для детализации мезозойских структур, намеченных геофизическими профилями. Сейсморазведка решала задачи как регионального изучения низменности, так и подготовки отдельных локальных структур к разведочному бурению. В это же время была начата мелкомасштабная гравиметровая и аэромагнитная съемка. Так же как и в первый период, поисково-разведочные работы в основном проводились в южной части низменности, а опорное бурение — в центральных, восточных и даже северных районах.

http://jurassic.ru/

Во второй этап в числе прочих пробурены Березовская, Кузнецовская, Леушинская, Ханты-Мансийская, Покурская, Ларьякская и Максимо-Ярская опорные скважины. Несмотря на то что бурились они с большими осложнениями и Ханты-Мансийская, Покурская, Ларьякская и Максимо-Ярская скважины не были доведены до фундамента, проходка и опробование их дали исключительно важный материал для выявления общих закономерностей изменения фаций, мощности и газогидрогеологической характеристики мезо-кайнозойских отложений. Данные разведочного бурения и опорных скважин позволили в общих чертах наметить зоны насыщения мезо-кайнозойских отложений слабо минерализованными водами с инертными газами на юге и юго-востоке низменности, что сразу резко снизило перспективы этих районов.

В конце второго периода Березовская опорная скважина дала при опробовании мощный фонтан горючего газа. В Леушинской, Уватской и Ларьякской скважинах была выявлена высокая битуминозность юрских и особенно верхнеюрских отложений. В Колпашевской опорной скважине из подошвы мезозойских отложений чехла был получен незначительный приток сильнопарафинистой нефти.

В результате исследований, проведеных в 1948—1953 гг., по существу была заново разработана стратиграфия мезо-кайнозойских отложений низменности, дано тектоническое районирование ее южной части, выделены наиболее перспективные районы, намечена классификация локальных структур, изучены некоторые закономерности гидрогеологии и газонасыщенности подземных вод и т. д. В целом по низменности наиболее полное комплексное обобщение всех материалов было выполнено сотрудниками ВСЕГЕИ (Т. И. Осыко, А. В. Хабаковым, М. С. Гуревичем и др.) под руководством Н. Н. Ростовцева.

Второй этап, закончившийся открытием Березовского месторождения, можно признать эффективным. Проведенные исследования позволили не только открыть первое в низменности месторождение газа, но и подтвердили правильность принятой методики широкого развертывания опорного бурения и региональных геофизических работ, наметили в низменности наиболее перспективные зоны.

Третий этап (1954—1960 гг.) был периодом дальнейшего наращивания объемов бурения и геофизических исследований, периодом выработки наиболее оптимальной методики поисковых и разведочных работ и активного научного обобщения накопленных первичных материалов. В связи с резким возрастанием объемов исследований в конце 1952 г. в Тюмени были созданы нефтеразведочный трест «Тюменьнефтегеология» и трест «Запсибнефтегеофизика». Научным обобщением первичных материалов, кроме продолжавших свою работу экспедиций ВСЕГЕИ и Академии наук СССР, стали заниматься две экспедиции ВНИГРИ. По центральным и восточным районам низменности эти же исследования проводила Обь-Иртышская экспедиция Сибирского филиала ВНИГРИ. В 1956 г. был организован Сибирский филиал института ВНИИГеофизика, а в конце 1957 г. на базе двух филиалов возник Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья (СНИИГГиМС). Арктические районы низменности изучались сотрудниками НИИГА. Кроме того, в производственных организациях возникли научно-исследовательские ячейки, занимавшиеся обобщением и научным анализом первичных материалов. Наибольшее участие в выработке направления и методики нефтепоисковых и разведочных работ этого периода принимали Ю. К. Миронов, Л. И. Ровнин, Ю. Г. Эрвье, С. Г. Белкина, В. В. Ансимов, Г. Л. Гришин, Е. Я. Дмитриев, Г. И. Цатуров, Г. В. Багирян, С. М. Качаров,

http://jurassic.ru/

Н. А. Калинин, И. П. Зубов, Н. П. Будников, И. Г. Левченко, В. С. Сурков, И. М. Тисленко, М. Н. Птицына, А. М. Волков, В. Д. Накаряков, В. П. Казаринов, Н. Н. Ростовцев, Ф. Г. Гурари, И. И. Нестеров, М. Я. Рудкевич, Д. Ф. Уманцев, В. Д. Наливкин, Г. П. Сверчков, Н. Г. Чочиа, И. В. Савельев, Б. В. Корнев, А. И. Богданов, Н. П. Чунарев, В. А. Шеходанов, И. С. Грамберг, В. Н. Соколов и др.

Третий этап характеризуется появлением целого ряда крупных монографических сводок, освещающих геологическое строение и высоко оценивающих перспективы нефтегазоносности всей низменности или ее крупных частей. В то же время в ряде работ авторы пришли к выводу о невозможности нефтегазообразования в мезозое (В. А. Успенский, В. Ф. Никонов, Л. А. Назаркин). Вместе с тем отмечалась низкая эффективность поисков нефти и газа (Антропов, 1959; Мирчинк и др., 1959; передовая в журнале «Геология нефти», 1958, № 4). В начале этого периода были полностью ликвидированы нефтепоисковые работы в районе Усть-Порта, сильно сокращены объемы исследований в центральной и северной частях низменности. Здесь в основном велись работы лишь в зоне, прилегающей к недавно открытому Березовскому газовому месторождению. Но так как в южных, экономически благоприятных районах низменности не было подготовлено достаточного количества структур, объем разведочного бурения в 1954 г. сократился на 25% по сравнению с 1953 г. и лишь в следующем году достиг того же уровня. Еще более резко, почти вдвое, сократилась проходка опорных скважин, которая так и не достигла уровня проходки 1951—1953 гг. Концентрирование бурения в южной части низменности и в Березовском районе резко усилило «структурный голод». К этому времени была установлена неэффективность электроразведочных работ для поисков и подготовки мезозойских структур. Эта задача была полностью переложена на сейсморазведку, однако, несмотря на ежегодное увеличение количества сейсмических отрядов, они не успевали готовить нужное количество благоприятных структур.

С 1954 г. для изучения тектонического плана верхних горизонтов чехла и выявления в них антиклинальных структур широко развернулось бурение профилей колонковых скважин глубиной около 500 *м* с интервалом 10—12 *км* между скважинами. Такие профили были пройдены по всем судоходным рекам и почти по всем грунтовым дорогам. Они не только выявили ряд локальных структур, позднее детализированных сейсморазведкой (Средне-Васюганская, Усть-Сильгинская, Охтеурьевская, Горело-Ярская и др.), но также дали исключительно ценный материал по тектонике и фациальному составу третичных и верхнемеловых отложений, который позволил расшифровать режим тектонических движений различных частей низменности, составить приближенное представление о залегании также и нижних горизонтов чехла. Общий метраж пробуренных профилей превысил 470 тыс. *пог. м.* К 1961 г. в южной и центральных частях низменности колонковые профили были проведены по всем доступным для движения буровых станков путям, поэтому объем их резко сократился. Проходка профилей сохранилась лишь в наиболее северных районах.

Третий этап отличается значительно более полным использованием геофизических материалов для геологических, в частности структурных, построений, усовершенствованием методики полевых геофизических исследований. В 1957 г. было установлено (Ю. А. Шипков и др.), что линейные отрицательные гравитационные аномалии на большей части низменности отвечают положительным структурам II порядка в мезо-кайнозойском чехле. Выявление этой связи во многом облегчило дальнейшие поиски крупных положительных структур и связанных

http://jurassic.ru/

с ними локальных поднятий. В 1957—1958 гг. Д. Б. Тальвирский предложил для более эффективного изучения тектоники чехла применить МОВ для сейсмических зондирований. Улучшение методики сейсмопрофилирования также значительно ускорило изучение структурных условий низменности. В течение третьего этапа вся низменность была покрыта мелкомасштабной аэромагнитной съемкой. Вдоль всех рек южной и центральной частей низменности пройдены сейсморазведочные профили, значительная часть низменности покрыта сейсмозондированиями.

В течение третьего периода направление и методика поисковых и разведочных работ испытали существенное изменение. Уже указывалось, что начало этого периода характеризовалось свертыванием работ в центральных и северных районах и усилением их на юге. В течение с 1954 по 1957 гг. включительно было введено в разведку 26 площадей. Из них 15 расположено в южных районах, четыре в центральных и семь в северных, причем почти все северные площади непосредственно прилегали к Березовскому газовому месторождению. На южных площадях, как и раньше, бурилось большое количество скважин. Сейсморазведочные работы постепенно смещались в центральные и северные районы, причем среди них значительно преобладали детальные площадные съемки для подготовки структур.

В конце 1957 г. Министерство геологии и охраны недр СССР направило в Западную Сибирь комиссию, состоящую из квалифицированных геологов-нефтяников и геофизиков, во главе с А. А. Бакировым и Н. Н. Ростовцевым. Комиссией с участием работников геологических управлений и СНИИГГиМС были проанализированы итоги проведенных работ и даны рекомендации по районам их дальнейшего развертывания и методике проведения. Итоги деятельности комиссии были рассмотрены на Экспертно-геологическом совете МГиОН СССР и обсуждены на Новосибирском совещании геологов и геофизиков, состоявшемся в апреле 1958 г. Было отмечено резкое отставание региональных геолого-геофизических исследований, что привело к задержке открытия крупных зон нефтегазонакопления; дана наиболее высокая оценка перспектив центральных районов низменности; отмечена необходимость усиления региональных работ в не менее перспективной северной части низменности. В начале 1958 г. СНИИГГиМС, при участии геологических управлений, был разработан план региональных геолого-геофизических исследований территории низменности на 1959—1965 гг.

В связи с принятыми решениями с 1958 г. резко возрос объем региональных сейсмозондирований, увеличилось количество региональных сейсмических профилей, отдельные геофизические и буровые профили были проложены в самых северных частях низменности. Сейсморазведкой уже в 1958—1959 гг. было подготовлено большое количество благоприятных структур в центральных и северных районах. Наряду с общим возрастанием объемов буровых работ в низменности произошло смещение их в центральные и северные районы. Все это привело к выявлению в 1958 г. первой непромышленной залежи мезозойской нефти на Назинской площади. В 1960 г. было открыто первое мезозойское высокодебитное нефтяное месторождение на Шаимской площади. Исследования третьего периода доказали, что в недрах низменности хранятся громадные потенциальные ресурсы нефти и газа.

В течение третьего периода было опубликовано большое количество работ, освещающих различные стороны проблемы нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности. В данном обзоре рассматрива-

http://jurassic.ru/

ются наиболее крупные монографические сводки, а также работы, в которых высказаны принципиально новые точки зрения или предложена новая методика.

В 1956 г. Г. Е. Рябухиным и И. И. Нестеровым была опубликована карта прогнозов нефтеносности юго-восточной части Западно-Сибирской низменности, в которой наиболее перспективные зоны были намечены в полосе, обрамляющей самую погруженную часть низменности (Ханты-Мансийскую впадину). Южная часть низменности (Калачинский прогиб и Вагай-Ишимская антеклиза) рассматривались как зоны промыва, перспективы нефтеносности которых значительно ниже.

В 1957 г. группой сотрудников ВСЕГЕИ был опубликован атлас карт, под редакцией Н. Н. Ростовцева, а в 1958 г. — крупная монография о геологическом строении и нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности (Алескерова и др., 1958). В указанной работе отмечалось, что «наиболее интересным и перспективным объектом для поисков нефти и газа в Западной Сибири являются мезо-кайнозойские отложения низменности» (стр. 261). Весьма благоприятными для нефтегазообразования признаны склоны «древних, ныне погребенных» структур: Вагай-Ишимского поднятия, Александровского, Березовского валов и др. Общая площадь предположительно перспективных земель оценивалась в 1,5 млн. *км*^{2}.

В 1958 г. была опубликована сводная работа по геологии и нефтеносности Западно-Сибирской низменности под редакцией Д. В. Дробышева и В. П. Казаринова (1958), составленная большим коллективом сотрудников нефтеразведочных и геофизических Западно-Сибирских трестов и институтов ВНИГРИ, НИИГА, ВНИИГеофизика. Разделы, освещающие вопросы нефтегазоносности, написаны Л. И. Ровниным и Ю. К. Мироновым при участии В. П. Казаринова. Наиболее высоко оценив перспективы нефтегазоносности мезозойских отложений чехла, авторы, так же как и А. Д. Архангельский, наибольшие перспективы связывают с надперерывными толщами. В разрезе мезозойских отложений чехла выделено четыре перспективных на нефть и газ этажа.

В 1958—1959 гг. был опубликован ряд статей Г. П. Сверчкова (1958, 1959), который, так же как и Н. Н. Ростовцев, Ю. К. Миронов и Л. И. Ровнин, наиболее перспективным объектом для нефтепоисковых и разведочных работ в Западно-Сибирской низменности признал платформенный мезозойский комплекс отложений. В качестве нефтегазопроизводящих Г. П. Сверчков рассматривал юрско-нижневаланжинские глинистые толщи, обладающие благоприятной битуминологической характеристикой, а в качестве областей нефтегазообразования — крупные внутриплатформенные впадины и прогибы, выполненные мощными толщами юрско-нижневаланжинских битуминозных пород. В 1959 г. Г. П. Сверчковым была опубликована карта прогнозов, составленная им совместно с С. Г. Белкиной, Г. К. Боярских, В. Д. Наливкиным и др. Наиболее перспективные земли на этой карте выделены вокруг Березовско-Алясовских газовых месторождений.

В 1958 г. опубликована статья Н. П. Туаева, в которой он пришел к выводу, что нефтегазопроявления юго-западной части низменности и севера Тургая связаны с пиролизом органического вещества, обогащающего некоторые осадочные толщи фундамента, при внедрении в них магматических пород. Такое «био-пирогенетическое», по определению Н. П. Туаева, происхождение имеют и газы Березовской группы месторождений. В соответствии с теоретическими представлениями Н. П. Туаев признал поиски нефти и газа в породах фундамента и

http://jurassic.ru/

чехла самостоятельными и равноправными проблемами, рекомендуя в качестве наиболее интересных зоны глубинных разломов и связанные с ними структуры.

С. Ф. Федоров, обобщив исследования, проведенные Восточной нефтегазовой экспедицией Академии наук СССР, опубликовал в 1958 г. карту перспектив нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности. На ней одновременно оцениваются перспективы палеозойского фундамента и мезозойских отложений чехла. Почти вся территория низменности вплоть до южного ее обрамления отнесена к землям, на которых мезозойские отложения вероятно или возможно нефтегазоносны.

В 1958 г. В. Д. Наливкин на основании материалов по Березовской группе газовых месторождений пришел к выводу о перспективности всех земель к востоку от Ляпинской впадины. Им высказано предположение, что восточнее пос. Березово, в районе водораздела Оби и Казыма, возможно появление газо-конденсатных и нефтяных месторождений.

И. А. Юркевич (1959) опубликовал итоги изучения содержания органического вещества, восстановительной емкости и состава водных вытяжек из мезо-кайнозойских отложений Приуральской части низменности. Неблагоприятно оценив мезо-кайнозойские отложения в пределах изученной бурением западной части низменности, И. А. Юркевич допустил, что свиты, обладающие полным комплексом условий, необходимых для нефтеобразования, формировались в северной, еще не изученной половине рассматриваемой территории.

Ф. Г. Гурари (1959) впервые были построены карты содержания битумов и изменения их состава в породах заводоуковской и полудинской серий южной части низменности. При этом была установлена наиболее благоприятная битуминологическая характеристика юрских и валанжинских отложений в пределах Ханты-Мансийской впадины. По мнению Ф. Г. Гурари, для мезо-кайнозойского чехла низменности следует считать наиболее перспективными области глубоких депрессий, характеризующиеся устойчивым режимом погружения и накоплением мощных толщ сапропелитовых осадков, богатых органическим веществом. Наилучшие перспективы имеет Ханты-Мансийская впадина. Перспективными в разрезе признаны пористо-проницаемые пласты верхнеюрских, валанжинских, готерив-барремских и апт-альб-сеноманских отложений. Тюменская свита в связи с плохими коллекторами оценена ниже.

Н. Н. Ростовцев и Т. Н. Симоненко (1959), указав, что плохие коллекторские свойства песчаников тюменской свиты затрудняют обнаружение в ней промышленных залежей нефти, предложили выявлять с помощью геофизических методов зоны широкого выхода к поверхности фундамента гранитных массивов и на их периферии искать хорошие коллекторы.

В 1957 г. сотрудниками СНИИГГиМС, Тюменского и Новосибирского геологических управлений (Ф. Г. Гурари, И. И. Нестеровым, Ю. К. Мироновым, Л. И. Ровниным и др.) впервые произведен подсчет прогнозных запасов газа в недрах низменности. Полученные цифры были снижены институтом ВНИГРИ. Одновременно прогнозные запасы газа для территории СССР были подсчитаны группой специалистов Госплана СССР и Главгаза СССР. Данные подсчета опубликованы.

В. Б. Торговановой (1960) для Западно-Сибирской низменности построена схематическая карта прогноза нефтегазоносности на основе газогидрогеологических показателей. На карте показаны перспективы отдельных водоносных комплексов от низов мезозоя до апта. Наиболее

http://jurassic.ru/

перспективные участки выделялись в районах развития вод хлоридно-кальциево-натриевого и хлоридно-натриевого состава хлоркальциевого типа с повышенным содержанием в водах микрокомпонентов (особенно йода), метановым составом растворенных в водах газов и повышенной газонасыщенностью.

В. П. Казаринов, М. В. Касьянов, Ю. К. Миронов, В. Д. Наливкин, Л. И. Ровнин, Н. Н. Ростовцев, А. А. Трофимук и Н. Г. Чочиа (1960) в докладе на XXI сессии Международного геологического конгресса основные перспективы газонефтеносности Западно-Сибирской низменности связывали с мезозойскими осадками. Авторы доклада отметили три основных перспективных района: Березовский, Обской (широтное течение р. Оби) и Усть-Енисейский. Основные перспективы связывались с юрскими отложениями, но отмечалось увеличение этажа нефтегазоносности в северо-восточном направлении вплоть до верхнего мела.

В 1960 г. в СНИИГГиМС А. А. Булынниковой, Ф. Г. Гурари, Б. А. Елисеевым, И. И. Нестеровым, Н. Н. Ростовцевым, М. Я. Рудкевичем была составлена схематическая карта прогнозов нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности. На этой карте к перспективной территории отнесена площадь около 1,5 млн. *км*². Граница перспективных территорий была проведена примерно по линии Игарка—Келлог—Усть-Озерное — Большеречье — Викулово — Байкалово — Таборы — Кузнецово — Няксимволь — Устрем — Хаш-Горт.

В. Ф. Никонов (1960), изучая геохимическую характеристику вскрытых скважинами мезозойских отложений западной части низменности, пришел к выводу о том, что наибольшее количество органического вещества и битумов связано с континентальными юрскими отложениями, содержание битумов в одновозрастных отложениях увеличивается от центральной части Ханты-Мансийской впадины к ее бортам (а не наоборот, как показал Ф. Г. Гурари), битумы недовосстановлены и связаны с углистыми прослоями. На основании этих выводов В. Ф. Никонов (1960) приходит к заключению, что имеющиеся материалы «заставляют сомневаться в нефтепроизводящих свойствах юрских пород в изученных бурением районах. В лучшем случае, они могут быть битумообразующими. Таким образом, нефть в низменности следует прежде всего связывать с палеозойскими породами».

По мнению Л. А. Назаркина (1960), высокая битуминозность юрских, в частности верхнеюрских, отложений низменности связана не с интенсивным накоплением органического вещества, а со слабым разбавлением его терригенным материалом; условия накопления этих толщ были таковы, что исключили возможность в них нефтегазообразования.

М. Я. Рудкевич и Л. М. Зорькин (1961) составили карту прогнозов нефтегазоносности западной и центральной частей Западно-Сибирской низменности. В отличие от многих исследователей они очень невысоко оценили Ханты-Мансийскую впадину и районы, лежащие к востоку от нее, считая, что здесь не было соответствующих ловушек для образования крупных залежей.

Ф. Г. Гурари в 1961 г. опубликовал данные изучения геохимических особенностей пород тюменской и марьяновской свит, показав, что по содержанию и составу органического вещества и битумов наиболее благоприятны для нефтегазообразования отложения этих свит, развитые в пределах Ханты-Мансийской впадины. Для некоторых площадей, где марьяновская свита лежит непосредственно на базальных продуктивных песчаниках, допускается миграция флюидов сверху вниз, из нефтегенерирующей толщи в непосредственно подстилающий ее коллектор.

http://jurassic.ru/

Н. Н. Ростовцев (1961а) опубликовал карту прогнозов нефтегазоносности низменности, на которой основные контуры перспективных и неперспективных земель перенесены без изменения с карты прогнозов СНИИГГиМС (1960), а терминология и некоторые внутренние границы были изменены. Н. Н. Ростовцевым впервые на карте прогнозов показаны изобары метана, растворенного в подземных водах нижнего водоносного комплекса, и изотерма в 80° С.

В том же году Н. Н. Ростовцев (1961б) опубликовал карту изобар для газов, насыщающих продуктивный пласт месторождений Березовского района, на которой показал, что упругость газов изменяется в региональном плане достаточно постепенно, закономерно снижаясь от центральной части низменности к ее северо-западной и западной окраинам. Поэтому газовые залежи в Березовском районе при прочих благоприятных условиях формировались там, где давление газа, растворенного в водах продуктивной толщи, превышает гидростатическое давление. Эта закономерность хорошо объясняет отрицательные итоги разведки ряда структур, расположенных в непосредственной близости к группе Березовских месторождений. Она же дает возможность прогнозировать наличие или отсутствие залежей свободного газа в других поднятиях, подготовленных в Березовско-Шаимском районе сейсморазведкой.

В 1961 г. коллективом сотрудников СНИИГГиМС, Тюменского и Новосибирского ТГУ, ВНИГРИ, НИИГА, ВСЕГЕИ была составлена карта прогнозов нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности под редакцией Н. Н. Ростовцева (Гурари, Казаринов и др., 1961б).

Обобщение всех геолого-геофизических материалов, полученных в итоге поисковых и разведочных работ, позволило сотрудникам СНИИГГиМС (Н. Н. Ростовцеву, Ф. Г. Гурари, И. И. Нестерову, М. В. Касьянову, В. П. Казаринову, М. Я. Рудкевичу), Новосибирского геологического управления (Ю. К. Миронову) и ИГиГ Сибирского отделения АН СССР (А. А. Трофимуку) пересмотреть существовавшие представления о потенциальных ресурсах нефти и газа в мезозойских отложениях низменности, показать, что прогнозные запасы этих полезных ископаемых определяют низменность в качестве одной из крупнейших провинций Советского Союза («Геология нефти и газа», 1961, № 11).

С 1961 г. начался четвертый этап изучения нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности, характеризующийся открытием крупных нефтяных и газовых месторождений. В этот период региональные и детальные поисковые работы перемещаются в центральные и северные районы. Это привело к открытию крупных залежей нефти и газа в неокомских отложениях, что имело принципиально новое значение для оценки перспектив территории Западно-Сибирской низменности. Были открыты Мегионское, Усть-Балыкское и Соснинское нефтяные и Охтеурьевское и Тазовское газовые месторождения.

В течение четвертого периода направление и методика нефтепоисковых работ регулярно обсуждались на Экспертно-геологическом совете и коллегии МГиОН СССР, на совещаниях при Главгеологии РСФСР, территориальных геологических управлениях (Тюменском, Новосибирском, Красноярском), СНИИГГиМС. Большую роль также играли совещания, проводимые научным советом по проблеме «Закономерности распределения нефтяных и газовых месторождений на территории Сибири и Дальнего Востока» под руководством академика А. А. Трофимука.

Наибольшее участие в выработке направлений и методики нефтепоисковых работ в этот период принимали Ю. Г. Эрвье, Л. И. Ровнин,

http://jurassic.ru/

А. А. Ансимов, С. Г. Белкина, Л. Г. Цибулин, Г. Б. Рогожников, А. П. Ослоповский, Ф. К. Салманов, Б. В. Савельев, М. М. Бинншток, В. Г. Смирнов, Ю. К. Миронов, Н. Г. Рожок, И. Г. Левченко, И. М. Тисленко, М. Н. Птицына, Н. Н. Ростовцев, Ф. Г. Гурари, М. Я. Рудкевич, И. И. Нестеров, В. С. Сурков, Н. А. Калинин, И. П. Зубов, Б. В. Корнев, А. И. Богданов, Е. Я. Дмитриев, Г. Л. Гришин, А. А. Трофимук, В. Д. Наливкин, Н. Г. Чочиа, В. Н. Соколов и др.

Приведенный обзор показывает, что несмотря на крайне слабую геолого-геофизическую изученность низменности к началу нефтегазопоисковых работ и очень большие трудности их проведения (залесенность, заболоченность, очень слабое развитие транспортных путей, мощный плащ кайнозойских отложений, маскирующий глубинное строение, и т. д.), западносибирские исследователи в очень короткие сроки (12—13 лет) успешно провели поисковые и геолого-геофизические работы, необходимые для успешного промышленного освоения этой обширной провинции. Конечно, еще имеется очень много спорных вопросов, однако основные, кардинальные вопросы уже решены: доказано наличие высокодебитных и обладающих большими запасами многопластовых месторождений нефти и газа в мезозойских отложениях чехла низменности, определены общие контуры наиболее перспективных районов низменности и отдельных крупных структурно-фациальных зон, установлен в общих чертах стратиграфический диапазон промышленного нефтегазонасыщения, установлены типы структурных форм чехла, являющихся ловушками, выявлены и возможные типы залежей нефти и газа, газогидродинамический режим недр и многие другие черты геологического строения. Тем самым создана надежная геологическая основа для быстрых темпов промышленного освоения нефтяных и газовых богатств недр Западно-Сибирской низменности.

ОПИСАНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ТИПЫ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Первое газовое месторождение в Западно-Сибирской низменности открыто в 1953 г. В 1960 г. открыто первое промышленное месторождение нефти на Шаимской площади. На 1 января 1963 г. в Западно-Сибирской низменности известно 18 газовых и 7 нефтяных месторождений. Имеются как однопластовые, так и многопластовые месторождения (рис. 2). Однопластовые месторождения в основном расположены в западной части низменности: в Березовском, Шаимском и Фроловско-Красноленинском районах. Нефть и газ связаны здесь с базальным пластом, сформировавшимся в период верхнеюрской трансгрессии моря, залегающим на породах фундамента или континентальных отложениях тюменской свиты. Многопластовые месторождения расположены главным образом во внутренней, центральной, части низменности и связаны с юрскими и неокомскими отложениями. В этом районе открыты нефтяные залежи и одно газо-конденсатное месторождение.

По строению резервуара нефтяные и газовые залежи являются пластовыми — сводовыми или литологически экранированными.

Пластовые литологически экранированные залежи имеют сложное строение и могут быть разделены на несколько подтипов. Залежи первого подтипа приурочены к локальным выступам фундамента, на склонах которых развит базальный горизонт верхнеюрской морской трансгрессии (вогулкинская толща). К своду выступа отложения вогулкинской толщи выклиниваются, и породы фундамента перекрываются вышележащими глинистыми осадками юры и валанжина, образуя

http://jurassic.ru/

ловушку кольцевого строения (см. рис. 2,*а*). Залежь нефти или газа в пределах таких выступов фундамента в присводовой части структуры ограничивается линией выклинивания песчаных пород вогулкинской толщи, а на крыльях — формой и размером структуры, а также вели-

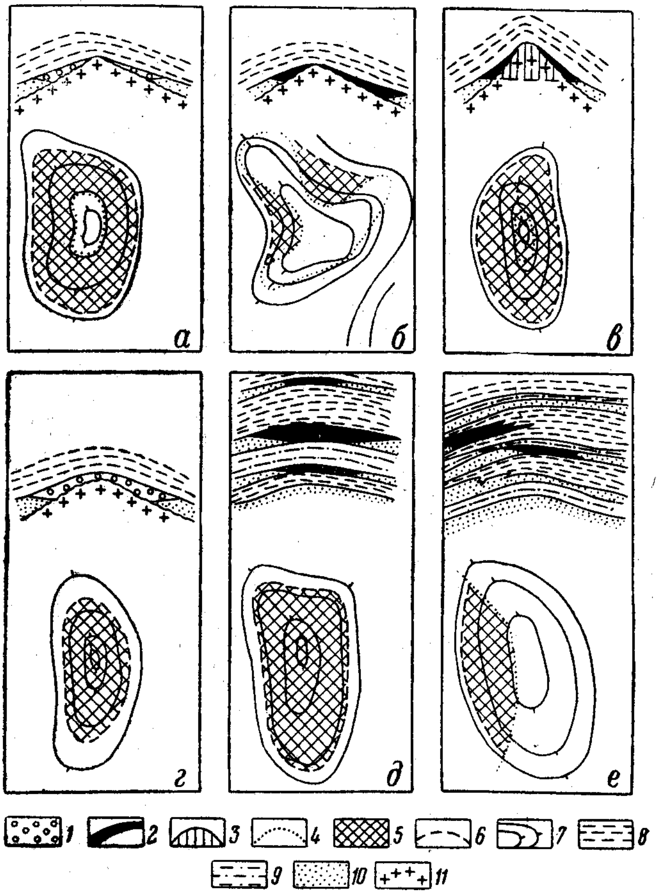


Рис. 2. Типы залежей в мезозойских отложениях Западно-Сибирской низменности. Составил И. И. Нестеров, 1962 г.

Залежи в базальном горизонте вогулкинской толщи; *а* — кольцевые литологически экранированные, *б* — литологически ограниченные, *в* — массивные с газом или нефтью в породах фундамента, *г* — сводовые пластовые; залежи внутри осадочной толщи: *д* — сводовые пластовые, *е* — литологически экранированные. *1* — газовые залежи; *2* — нефтяные залежи; *3* — избирательное пропитывание нефтью или газом пород; *4* — линия выклинивания продуктивного горизонта; *5* — нефтегазоносная площадь; *6* — внешний контакт нефть—вода или газ—вода; *7* — изогипсы кровли продуктивных пластов; *8* — глинистые породы; *9* — алевролиты; *10* — песчаники; *11* — фундамент

чиной ее заполнения. К месторождениям этого подтипа относятся Березовская, Сысконсыньинская, Чуэльская и Нулин-Турская газовые залежи и Мортымьинское нефтяное месторождение.

Часто линия выклинивания продуктивных отложений вогулкинской толщи не совпадает с современным структурным планом и сечет изогипсы поверхности фундамента, вследствие чего песчаники вогулкинской толщи на отдельных участках структуры залегают гипсометри-

http://jurassic.ru/

чески выше «лысой» части поднятия, где непосредственно на фундаменте лежат глинистые породы покрышки. Зона отсутствия продуктивных песчаников иногда охватывает большую площадь структуры, протягиваясь отдельными языками за пределы замкнутой части выступа поверхности фундамента. В связи с этим образуются литологические ловушки, с трех сторон ограниченные слабопроницаемыми породами фундамента, перекрытыми глинистыми отложениями (см. рис. 2,*б*). В пределах одного поднятия в них может образоваться ряд самостоятельных залежей нефти или газа, имеющих значительное различие в гипсометрии газо-водяного или водо-нефтяного контакта. Такие месторождения относятся ко второму подтипу литологически экранированных залежей. В отличие от первого подтипа их внешний контур нефте- или газоносности может уходить за пределы замкнутой части структуры. Примером таких залежей является Шаимское нефтяное месторождение.

В последнее время выявлены залежи нефти в литологически экранированных пластах песчаников, залегающих внутри мощной песчано-глинистой толщи неокома. Зона полного выклинивания песчаников приурочена к верхней части крыла поднятия. Залежь в этих случаях расположена на крыле структуры. В качестве примера может служить залежь нефти, вскрытая скв. 70-Р на Усть-Балыкском месторождении нефти (см. рис. 2,*е*).

В пределах западной части низменности в Березовском и Фроловско-Красноленинском районах на ряде площадей одновременно существует два типа залежей. Наряду с уже описанными пластовыми в базальных песчаниках вогулкинской толщи присутствуют залежи нефти или газа в пористо-проницаемых зонах верхней части выступов фундамента. Подобные залежи связаны как с изверженными, так и с метаморфическими породами, в разной степени измененными. Повышенная емкость их, по-видимому, вызвана процессами выветривания в доюрское время. Размер и очертания этих массивных залежей еще недостаточно изучены (см. рис. 2, *в*). Такие залежи известны на Южно-Алясовском, Деминском, Пунгинском, Северо-Игримском газовых и Каменном нефтяном месторождениях.

Пластовые сводовые залежи выявлены в основном в центральной части низменности, но они имеются и в Березовском газоносном районе. Обычные пластовые сводовые залежи нефти связаны большей частью с юрскими и неокомскими отложениями центральных частей низменности (см. рис. 2,*д*). Небольшие залежи этого типа известны также в готерив-барремских отложениях Березовского газоносного района. Примерами сводовых залежей являются Усть-Балыкское, Мегионское, Соснинское нефтяные месторождения и небольшие залежи газа в готерив-барремских отложениях Деминского, Южно- и Северо-Алясовских месторождений.

В некоторых газовых месторождениях Березовского района встречены *залежи переходного характера*. Выклинивающийся к своду выступа фундамента базальный продуктивный пласт не исчезает полностью, а сохраняется (с очень сокращенной мощностью) даже на самой высокой части выступа. Если на крыльях мощность продуктивных песчаников достигает местами 100 *м*, то на своде она уменьшается до 2—5 *м*. Таким образом, здесь присутствует пластовая залежь сводового типа, но в связи с частичным выклиниванием продуктивного пласта она имеет сильно меняющуюся эффективную мощность коллектора (см. рис. 2,г). Такие залежи обнаружены на Южно-Игримском, Похромском, Пауль-Турском, Узюмском и Тугиянском газовых месторождениях.

http://jurassic.ru/

Кроме месторождений, связанных с локальными структурами чехла, в Западно-Сибирской низменности следует ожидать открытия крупных месторождений, связанных с зонами регионального выклинивания продуктивных горизонтов мезозоя. Имеющиеся данные позволяют утверждать, что в новой нефтегазоносной провинции — Западно-Сибирской низменности — имеется большое разнообразие типов месторождений.

Ниже приводится описание наиболее характерных нефтяных и газовых месторождений выявленных типов.

НЕФТЯНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Промышленные нефтяные месторождения в Западно-Сибирской низменности известны в трех районах: Шаимском, Красноленинском и Сургутском. В первых двух районах геологическое строение месторождений сходное. Нефть приурочена к одному пласту верхнеюрского возраста, залегающему на породах фундамента или тюменской свиты. По типу эти месторождения близки к газовым месторождениям Березовско-Шухтунгортского района. В Сургутском районе месторождения связаны с отложениями валанжина и готерив-баррема и являются пластовыми сводовыми. В одном месторождении имеется несколько залежей. Встречены также литологически экранированные залежи.

В пределах наиболее приподнятой юго-западной части Шаимское, Мортымьинское, Каменное, Усть-Балыкское, Западно-Сургутское, Мегионское и Соснинское. Шаимское и Мортымьинское месторождения связаны с Шаимским валом, Каменное — с Красноленинским валом. Усть-Балыкское и Западно-Сургутское месторождения расположены в пределах Сургутского, Мегионское и Соснинское — в пределах Нижне-Вартовского сводообразных поднятий.

Месторождения Шаимского вала

Шаимский вал в виде крупного структурного носа, погружающегося на северо-восток, осложняет Восточно-Туринскую моноклиналь, пересекая ее почти перпендикулярно простиранию. Размеры вала 60×240 *км*, амплитуда по поверхности фундамента 400—700 *м*.

В пределах наиболее приподнятой, юго-западной, части Шаимского вала поверхность фундамента вскрыта на глубине 1000—1100 *м*. К северо-востоку ось вала погружается, и глубина залегания фундамента возрастает до 2600—2800 *м*.

В пределах Шаимского вала выявлен ряд локальных структур различного простирания. Кулисообразного или четковидного расположения локальных структур, характерного для Алясовского и Игримского валов, здесь не отмечается. В пределах вала сейсморазведочными работами изучены следующие локальные поднятия (с юго-запада на северо-восток): Ушьинское, Евринское, Окуневское, Мулымьинское, Трехозерное, Мортымьинское, Тетеревское и Половинкинское. Разведочное бурение ведется на Евринской, Окуневской, Мулымьинской, Трехозерной, Мортымьинской и Половинкинской структурах. Нефтяные месторождения выявлены в пределах Мулымьинской, Трехозерной и Мортымьинской структур (рис. 3).

Шаимское месторождение, открытое в 1960 г., расположено близ с. Шаим, в Кондинском районе Ханты-Мансийского национального округа.

Месторождение приурочено к крыльям Мулымьинской и Трехозерной локальных структур. Мулымьинская структура имеет изометрич-

http://jurassic.ru/

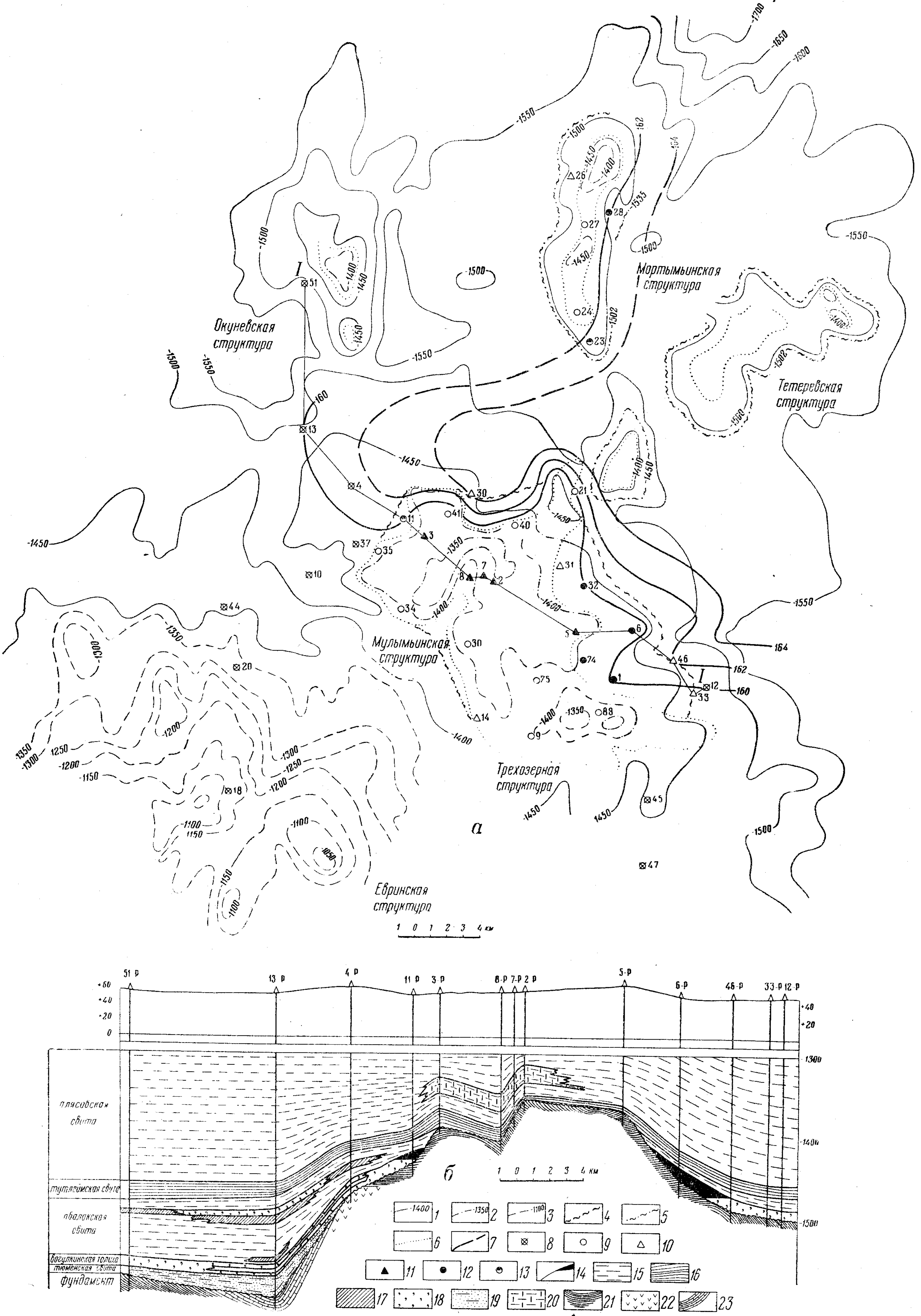


Рис. 3. Шаимская группа нефтяных месторождений

а — структурная карта по кровле продуктивного горизонта; *б* — разрез по линии I—I. *1* — изогипсы по кровле продуктивного горизонта; *2*—изогипсы по кровле фундамента; *3*—предполагаемые изогипсы по кровле песчаного пласта невыясненного возраста, залегающего на фундаменте; *4*—внешний контур контакта нефть—вода; *5*—предполагаемый внешний контур контакта нефть—вода; *6* — линия выклинивания продуктивного горизонта; *7*—приведенные (к отметке —1600 *м*) пластовые давления продуктивного горизонта; скважины: *8*—давшие воду, *9*—«сухие», *10*—с пропитанным нефтью керном, *11*—давшие непромышленные притоки нефти, *12*—давшие промышленные притоки нефти, *13*—вскрывшие контакт нефть—вода; *14* — нефтяные залежи; *15*—аргиллиты; *16* — битуминозные аргиллиты; *17* — алевролиты; *18* — песчаники с глауконитом; *19* — песчаники полимиктовые; *20* — аргиллиты с включениями сидеритов; *21* — песчано-сланцевая толща фундамента; *22* — эффузивы; *23* — мраморизованные известняки

Зак. 1106

http://jurassic.ru/

ную, слабовытянутую в северо-западном направлении форму и оконтурена изогипсой —1400 *м*. В пределах этой изолинии размер структуры 12×6 *км*, амплитуда 60 *м*. Трехозерная структура расположена к юго-востоку от Мулымьинской и отделена от нее небольшим прогибом с амплитудой 15 *м*. Трехозерная структура оконтурена той же изогипсой —1400 *м*. Размер ее 2×6 *км*, амплитуда 60 *м*, простирание субширотное. В пределах замкнутой изогипсы —1400 *м* продуктивный горизонт вогулкинской толщи на обеих структурах отсутствует, так же как и в прогибе, разделяющем Трехозерное и Мулымьинское поднятия. Изогипса —1450 *м* окаймляет Мулымьинскую и Трехозерную структуры с юго-востока, северо-востока и северо-запада, но раскрывается в юго-западном направлении. На юго-западе Мулымьинская структура примыкает к крупному Евринскому поднятию, отделяясь от него лишь узким прогибом с амплитудой около 20 *м*.

В пределах изогипсы —1450 *м* (по кровле вогулкинской толщи) Трехозерная и Мулымьинская структуры объединяются в единую Шаимскую зону северо-западного простирания размером 9×23 *км*. «Лысая» часть (область отсутствия продуктивного горизонта) в пределах этой зоны имеет размер 7×20 *км*.

На Шаимском месторождении пробурены 33 скважины глубиной 1432—1667 *м*. Фундамент вскрыт на глубине 1410—1653 *м* и представлен серицито-кремнистыми, углисто-серицито-кремнистыми сланцами с прослоями мелкозернистых песчаников и конгломератов. В северо-западной части Мулымьинской структуры в скважинах 13-Р, 39-Р и 38-Р над сланцами лежат мраморизованные известняки. На юго-востоке, в пределах Трехозерной структуры, скважинами 1-Р, 74-Р, 14-Р вскрыта полоса развития гранитов. В скважинах 4-Р и 47-Р встречены порфириты. На породах фундамента развита кора выветривания мощностью 0—50 *м*. Как правило, в сводовых частях структуры она отсутствует. Образования коры выветривания могут являться коллекторами. Открытая пористость этих пород, возникших за счет выветривания сланцев, равна 0,75—12,9%. Прослои песчаников и гравелитов среди сланцев имеют открытую пористость 6,41—21,92% и проницаемость 0,1—0,95 *мдарси*. Кора выветривания гранитов обладает еще лучшими коллекторскими свойствами. Открытая пористость ее пород равна 6,03—21,7%, проницаемость 0,58—0,845 *мдарси*. Вверх по разрезу коры выветривания, независимо от состава материнских пород, коллекторские свойства улучшаются, и в верхних метрах открытая пористость обычно составляет от 10—15 до 21%.

Породы фундамента на далеких склонах Шаимской зоны перекрываются отложениями тюменской свиты, ближе к своду — образованиями вогулкинской толщи, на которой залегают глинистые породы абалакской свиты. В сводовой части Шаимской зоны отложения вогулкинской толщи и абалакской свиты отсутствуют, и на породах фундамента залегают битуминозные аргиллиты тутлеймской свиты. Глинистые породы абалакской и тутлеймской свит служат покрышкой нефтяных залежей.

Продуктивным горизонтом здесь является вогулкинская толща. Кровля ее вскрывается скважинами на глубине 1470—1531 *м*. Литологически толща представлена мелко- и среднезернистыми известковистыми песчаниками с включениями глауконита, обломками раковин пелеципод, аммонитов и белемнитов. Встречены прослои известняков, спонголитов и гравелитов. Последние чаще всего залегают в основании разреза. По минералогическому составу песчаники полимиктовые. В обломочном материале преобладают кварц (50—70%), пелитизированные плагиоклазы и калиевые полевые шпаты (10—15%), обломки

http://jurassic.ru/

пород (до 20%), состоящие в основном из серицито-кремнистых и углисто-серицитовых сланцев. В песчаниках и гравелитах отмечается углистый детрит и реже обломки древесины

Коллекторские свойства пород вогулкинской толщи хорошие. Открытая пористость колеблется от 4,01 до 29,9%, средняя 19—21%; проницаемость изменяется от 0,1 до 643,2 *мдарси*, преобладают породы с проницаемостью 100—200 *мдарси*. Коллекторские свойства песчаников в значительной степени зависят от содержания в них известковистого материала. При содержании карбонатов в цементе песчаников более 16—20% открытая пористость с 30—25% снижается до 20%, а проницаемость с 320 до 0,50 *мдарси*. При содержании карбонатов в цементе песчаников более 30—40% открытая пористость снижается до 5—15%, а проницаемость до 0,1 *мдарси*.

Мощность пород вогулкинской толщи в пределах месторождения изменяется от 0 до 17 *м*. Выклинивание ее происходит на отметках от —1400 до —1500 *м*.

Отложения тюменской свиты, подстилающие вогулкинскую толщу, вскрыты только на северо-западном крыле Шаимского поднятия. От пород этой толщи они отличаются континентальным обликом, появлением прослоев аргиллитов и алевролитов, обогащенных растительными остатками, и ухудшением коллекторских свойств. Открытая пористость пород тюменской свиты 9,97—13,84%, проницаемость менее 0,1 *мдарси*.

В скважинах 7-Р, 8-Р, 31-Р и 6-Р было отмечено заполнение нефтью пустот и трещин в породах фундамента; в скважинах 11-Р, 39-Р, 14-Р, 32-Р, 74-Р, 33-Р, 46-Р, 6-Р и 1-Р отмечено пропитывание нефтью песчаников вогулкинской толщи. Нефть пропитывает породы неравномерно. Как правило, в прослоях известковистых прочно сцементированных песчаников признаков нефти не наблюдалось.

Промышленные притоки нефти из пород вогулкинской толщи получены в скважинах 6-Р, 1-Р, 74-Р, 32-Р, 31-Р, 11-Р с дебитом до 350 *т/сутки*, при пластовом давлении 148,0—150,2 *атм*. Температура нефти на забое 76—78°. В скважинах 2-Р, 7-Р, 8-Р, 3-Р, 5-Р небольшие притоки нефти с дебитом от 100 *л/сутки* до 60 *т/сутки* получены из пород фундамента. В скв. 11-Р получен фонтан нефти с водой. Скважины 39-Р, 46-Р и 33-Р, несмотря на наличие нефти в керне, оказались за контуром нефтеносности и при опробовании дали воду.

Хотя на месторождении пробурено большое количество скважин, строение его до сих пор остается неясным. Распределение продуктивного горизонта по площади и результаты испытания скважин позволяют предполагать, что в пределах Шаимского месторождения имеется четыре самостоятельные литологически экранированные залежи: восточная, северная, западная и южная.

Восточная залежь является наиболее крупной. Она приурочена к северо-восточному склону Трехозерной и Мулымьинской структур, к зоне выклинивания вогулкинской толщи. На северо-западе залежь ограничена выступом фундамента в районе скважин 40-Р, 21-Р, который служит экраном и контролирует ее распространение. Юго-восточное ограничение залежи не изучено. Возможно, здесь она также ограничена выступом фундамента. Нефте-водяной контакт проводится на отметке —1470 *м* (скв. 6-Р), т. е. за пределами замкнутого контура структуры, что еще раз подтверждает наличие литологически экранированной ловушки. Положение нефте-водяного контакта восточной залежи подтверждается результатами испытания скважин 46-Р и 33-Р, продуктивный горизонт в которых водоносный, а керн от кровли до подошвы пропитан нефтью. Размер залежи 5×15 *км*, площадь около 48 $км^2$. В пределах залежи промышленные притоки получены в сква-

http://jurassic.ru/

жинах 1-Р, 6-Р, 74-Р и 32-Р. Пластовое давление равно 148,0—150,2 *атм*. Нефть из вогулкинской толщи по трещиноватым породам фундамента проникает в «лысую» часть структуры. Из пород фундамента вблизи восточной залежи нефть получена в скв. 5-Р. Приведенные пластовые давления (к глубине 1600 *м*) в пределах залежи составляют 160—161 *атм*. Изолинии пластового давления располагаются примерно параллельно линии выклинивания продуктивного горизонта.

Нефть этой залежи метано-нафтеновая с очень небольшим содержанием серы. По составу нефти из вогулкинской толщи и трещиноватых пород фундамента несколько отличаются друг от друга *. В зоне отсутствия порового коллектора наблюдается уменьшение относительного содержания ароматических и нафтеновых углеводородов (особенно последних) и увеличение метановых. Нефть по углеводородному составу становится метановой. Наиболее резкое увеличение метановых и уменьшение нафтеновых углеводородов отмечается для легких бензиновых фракций (до 200° С). По-видимому, это связано с процессами фильтрации нефти при миграции ее из порового коллектора в трещиноватый. На наличие процессов миграции нефти из вогулкинской толщи в трещиноватые породы фундамента указывает также состав растворенных в нефти газов. Отмечается резкое увеличение суммы тяжелых углеводородов в газах нефтей по направлению от контура нефть — вода к зоне выклинивания продуктивного горизонта.

Северная залежь приурочена к литологической ловушке, образованной выступами фундамента в районе скважин 21-Р и 41-Р. Размер залежи 1,6×5,5 *км*, площадь около 9 *км*². В контуре нефтеносности скважин нет. Вблизи контура пробурена скв. 39-Р, вогулкинская толща в которой от кровли до подошвы в керне насыщена нефтью, но при испытании дала воду. Контакт нефть — вода условно проводится на абсолютной отметке —1440 *м*, т. е. на 30 *м* выше, чем в пределах восточной залежи. Такое резкое изменение положения контакта нефть — вода указывает на разобщенность этих залежей. Однако не исключена возможность, что они объединяются, а разное положение нефте-водяного контакта обусловлено напором подошвенных вод. В скв. 39-Р пластовое давление равно 152,3 *атм*, а приведенное пластовое давление (к глубине 1600 *м*) равно 164 *атм*, что на 5 *атм* больше, чем в скв. 6-Р восточной залежи.

Западная залежь приурочена к литологической ловушке, ограниченной выступами фундамента в районе скважин 41-Р и 35-Р. Размер залежи 1,3×3 *км*, площадь около 3 *км*². В пределах залежи пробурена скв. 11-Р, из которой получено около 100 *т/сутки* нефти и вода. Вблизи залежи, в пределах «лысой» части структуры, из пород фундамента получена нефть в скв. 3-Р. Контакт нефть — вода ориентировочно по скв. 11-Р проводится на отметке —1430 *м*, т. е. на 10 *м* выше, чем в северной залежи, и на 40 *м* выше, чем в восточной залежи. Нефть легкая, метаново-нафтеновая, с небольшим содержанием серы. Для газов, растворенных в нефти, отмечается такая же закономерность в содержании тяжелых углеводородов, как и для восточной залежи, т. е. количество тяжелых углеводородов увеличивается от нефте-водяного контакта к «лысой» части структуры.

Южная залежь расположена на юго-западном склоне Мулымьинской структуры и протягивается от района скв. 14-Р к структурной ложбине в районе скв. 8-Р. В непосредственной близости от этой

---

* Здесь и дальше при описании месторождений и нефтепроявлений химический состав нефти и газа см. в сводных таблицах 7 и 8 (стр. 138 и 145).

http://jurassic.ru/

залежи, выделяемой условно в скв. 14-Р, в породах фундамента отмечены нефтепроявления в керне. Возможно, небольшие притоки нефти из фундамента в скважинах 2-Р, 7-Р и 8-Р связаны с миграцией нефти из отложений вогулкинской толщи этой же залежи. Нефть, полученная из пород фундамента юго-восточной залежи, по групповому углеводородному составу метановая, но с относительно пониженным содержанием ароматических углеводородов, особенно в бензиновых фракциях, и с повышенным содержанием нафтеновых углеводородов. В газах, растворенных в нефти, отмечается повышенное содержание суммы тяжелых углеводородов, особенно пропана.

Мортымьинское месторождение (см. рис. 3) открыто в 1961 г. Оно расположено в долине р. Мулымьи, к северу от Шаимского месторождения.

Месторождение приурочено к структуре одноименного названия, имеющей меридиональное простирание и размеры 14,5×4 *км*. Мортымьинская структура отделена от Мулымьинской небольшим прогибом с амплитудой около 20 *м*. По кровле продуктивного горизонта структура замыкается изогипсой —1520 *м*. Северная часть ее приподнята. Амплитуда по кровле продуктивного горизонта составляет 120 *м*. В своде структуры в центральной и северной частях имеется два структурных осложнения, оконтуренных изогипсами —1450 *м*.

В пределах Мортымьинского месторождения пробурено пять скважин глубиной 1534—1631 *м*. Фундамент вскрыт на глубине 1523—1594 *м* и представлен толщей глинистых и роговообманково-кварцевых сланцев. В скв. 23-Р вскрыты гранодиориты. На породах фундамента развита кора выветривания мощностью 0—35 *м*. В сводовых частях структуры кора выветривания отсутствует.

Нефть приурочена к осадкам вогулкинской толщи, представленной мелко- и среднезернистыми песчаниками с включениями глауконита, обломков раковин белемнитов и пелеципод, с прослоями глинистых известняков, темно-серых аргиллитов, спонголитов и гравелитов. Открытая пористость песчаников до 29,5%, проницаемость 14,2—960,0 *мдарси*. Мощность вогулкинской толщи на крыльях структуры достигает 23 *м*, в своде равна нулю. Выклинивание пород вогулкинской толщи в центральной и северной частях структуры происходит на абсолютной отметке около —1450 *м*, в южной части — на отметке около —1480 *м*. Кровля продуктивного горизонта вскрыта скважинами на глубине 1535—1571 *м*. Вогулкинская толща перекрывается глинистыми породами абалакской, а в северной части — тутлеймской свит.

При бурении скважин 28-Р, 26-Р и 23-Р были отмечены нефтепроявления в виде пропитывания керна нефтью. Вогулкинская толща в отмеченных скважинах от кровли до подошвы полностью насыщена нефтью. В породах фундамента нефтепроявлений не отмечено. Промышленные притоки нефти получены в скважинах 28-Р и 23-Р с дебитом через 8-миллиметровый штуцер до 112 *м*³/*сутки*. Содержание газа в нефти равно 83 *м*³/*м*³ (скв. 28-Р). Статическое давление на устье 43,5 *атм*, пластовое 158,3 *атм*. В скв. 23-Р контакт нефть — вода отбивается, по данным электрокаротажа, на глубине 1555 *м* (абс. отм. —1502 *м*). Мортымьинское месторождение недоразведано, поэтому причины различной гипсометрии нефте-водяного контакта в различных частях структуры пока неясны.

В сводовой, «лысой», части структуры нефть отсутствует. Приведенные пластовые давления (к глубине 1600 *м*) возрастают с запада на восток. Если Мортымьинская залежь нефти принадлежит к типу кольцевых, то на западном крыле нефте-водяной контакт в соответствии с поведением приведенных пластовых давлений будет ниже, чем

http://jurassic.ru/

на восточном крыле. В настоящее время, по материалам скважин 23-Р и 28-Р, этаж нефтеносности Мортымьинского месторождения равен 27—85 *м*.

Не исключена возможность, что в пределах Мортымьинского месторождения, так же как и на Шаимском, окажется несколько самостоятельных залежей.

Месторождения Красноленинского вала

Красноленинский вал расположен в пределах западного борта Ханты-Мансийской впадины, на левобережье р. Оби. Он имеет северо-западное простирание, размеры 20×90 *км*, амплитуду по поверхности фундамента 300 *м*. Наиболее приподнятой является его центральная часть.

В пределах Красноленинского вала сейсморазведкой выявлены следующие локальные поднятия (с юго-востока на северо-запад): Елизаровское, Каменное и Ай-Торское, расположенные в виде цепочки. Севернее Ай-Торской структуры намечается еще одно поднятие, где детальных сейсморазведочных работ пока не проводилось. Каменное и Ай-Торское поднятия по поверхности фундамента объединяются одной изогипсой —2600 *м*.

Разведочное бурение проводится на Каменном и Ай-Торском поднятиях. Нефтяное месторождение выявлено на первом из них.

Каменное месторождение (рис. 4) открыто в 1961 г. Оно расположено в Октябрьском районе Ханты-Мансийского национального округа, в 150 *км* к северо-западу от г. Ханты-Мансийска.

Месторождение приурочено к локальной структуре одноименного названия, выявленной сейсморазведочными работами в 1960 г. Каменное поднятие по кровле тюменской свиты оконтуривается изолинией —2400 *м*. В ее пределах структура имеет размер 8×12 *км*, площадь около 86 *км*^{2} и амплитуду 135 *м*. В северной части структуры изолиния —2400 *м* раскрывается, образуя вытянутую, узкую, приподнятую зону длиной более 10 *км* и шириной 2—3 *км*.

В пределах Каменного поднятия пробурено пять скважин глубиной 2297—2499 *м*. Фундамент вскрыт на глубине 2293—2489 *м* и представлен глинистыми сланцами. Нефть приурочена к пласту, залегающему в кровле тюменской или подошве абалакской свит. Точное стратиграфическое положение продуктивного пласта по имеющимся материалам установить трудно. В сводовой части поднятия на породах фундамента залегают глинистые породы абалакской свиты, на крыльях — осадки тюменской мощностью 17—79 *м*. На южной периклинали, в скв. 3-Р, на тюменской свите лежат грязно-серые, «мусорные», плохо проницаемые мелкозернистые песчаники с глауконитом, с обломками фауны аммонитов и белемнитов мощностью 5 *м*. На северном склоне в скв. 13-Р среди типичных пород тюменской свиты залегает пласт гравелитов мощностью 6,5 *м*. Гравелит светло-серый, слабо сцементированный, с отдельными гальками кварца диаметром до 2 *см*, с включениями витренизированных растительных остатков. Породы с глауконитом и белемнитами в этой скважине появляются на расстоянии 8,5 *м* выше кровли пласта гравелитов. Из гравелитов при испытании скв. 13-Р получен фонтан нефти с дебитом около 1200 *м*^{3}/*сутки*. В остальных скважинах аналогичных пород не встречено. В скважинах 2-Р и 5-Р небольшие притоки нефти (до 1 *м*^{3}/*сутки*) получены из верхней, трещиноватой, зоны фундамента. Нефтепроявления имеются также в скважинах 1-Р и 3-Р. Месторождение разведывается.

http://jurassic.ru/

Нефть легкая, малосернистая, метановая. Нефть, полученная из трещиноватого фундамента, по сравнению с нефтью из гранулярных коллекторов (скв. 1-Р) отличается уменьшением относительного содер-

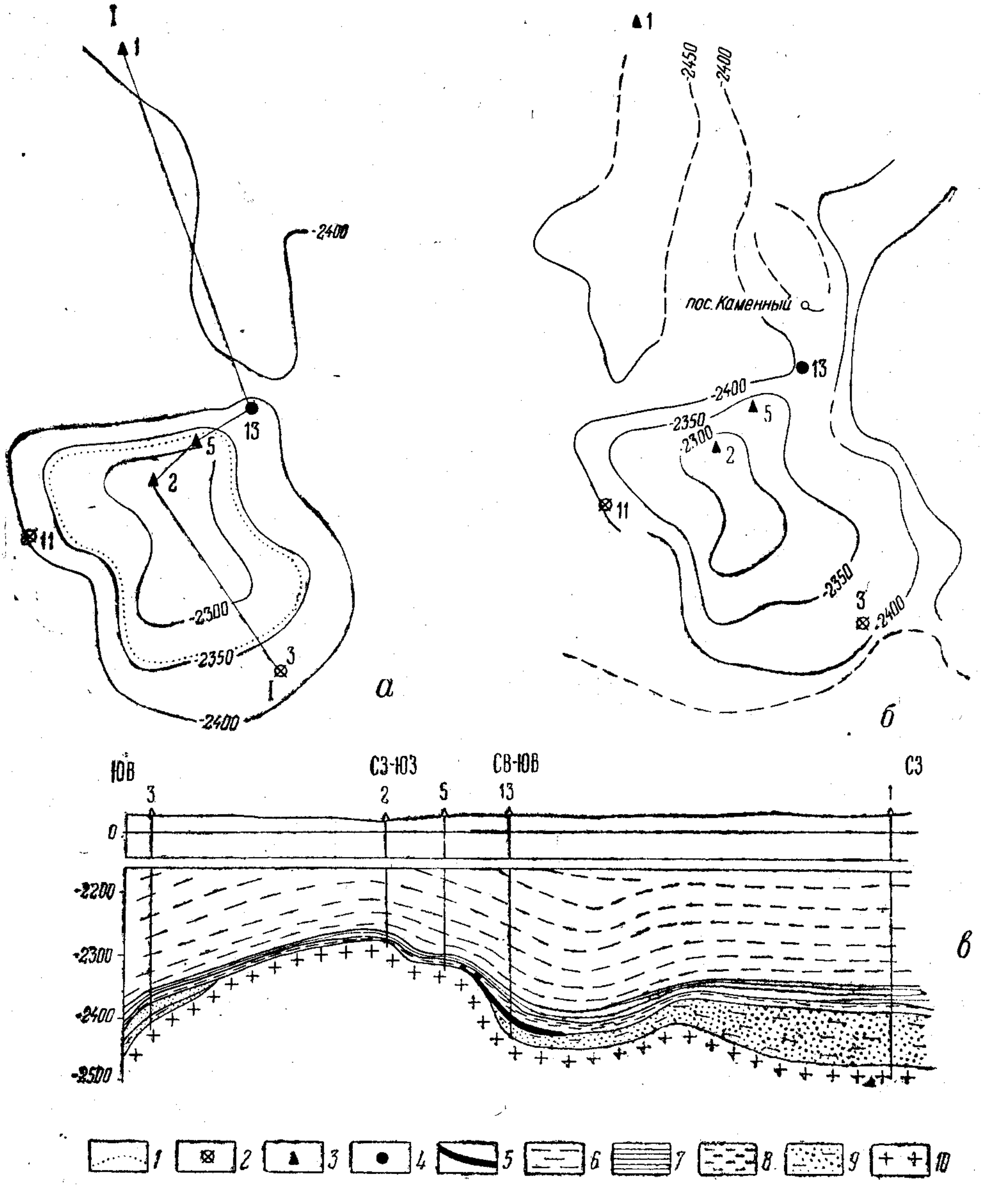


Рис. 4. Каменное нефтяное месторождение

а — структурная карта по кровле продуктивного горизонта; *б* — структурная карта по отражающему сейсмическому горизонту; *в* — разрез по линии I—I. *1* — линия выклинивания продуктивного горизонта; скважины: *2* — давшие воду и неопробованные, *3* — давшие непромышленные притоки нефти, *4* — давшие промышленные притоки нефти; *5* — нефтяная залежь; *6* — аргиллиты фроловской свиты; *7* — битуминозные аргиллиты тутлеймской свиты; *8* — аргиллиты абалакской свиты; *9* — песчано-глинистые породы тюменской свиты; *10* — фундамент

жания парафиновых углеводородов и увеличением нафтеновых, особенно в масляных фракциях. Растворенный в нефти газ характеризуется повышенным содержанием тяжелых углеводородов, количество которых уменьшается к скв. 1-Р.

http://jurassic.ru/

Месторождения Сургутского сводообразного поднятия

Сургутское сводообразное поднятие (рис. 5) расположено в центральной части Западно-Сибирской низменности, в районе широтного течения р. Оби. Оно представляет собой крупную замкнутую структуру, вытянутую в субмеридиональном направлении, размером 105×330 *км*. По поверхности фундамента амплитуда поднятия равна 350 *м*. Его северная часть (к северу от р. Оби) по поверхности фундамента замыкается изогипсой — 3100 *м*. Южная часть поднятия несколько опущена относительно северной и окаймляется изолинией —3200 *м*, которая к северу раскрывается.

По кровле тюменской свиты амплитуда поднятия составляет 170 *м*. По кровле ново-михайловской свиты палеогена Сургутское сводообразное поднятие окаймляется изогипсой — 50 *м* и имеет амплитуду 20 *м*.

В западной части поднятия выделяется Пимский вал субмеридионального простирания, слегка выгнутый к востоку. Размер вала 20×120 *км*, амплитуда по поверхности фундамента 200 *м*. В пределах Пимского вала сейсморазведочными работами выявлены Южно-Балыкское и Усть-Балыкское локальные поднятия. В центральной и восточной частях Сургутского сводообразного поднятия линейновытянутых структур II порядка не выделяется. Здесь сейсморазведочными работами выявлено несколько различно ориентированных локальных поднятий: Сургутское, Северо-Сургутское, Западно-Сургутское, Вынгинское и др.

Разведочное бурение проводилось на Сургутской, Северо-Сургутской, Усть-Балыкской и Солкинской структурах. При этом было установлено, что по продуктивным отложениям неокома две последние сливаются в единое поднятие, к которому приурочено Усть-Балыкское нефтяное месторождение. Нефть насыщает отложения готерив-баррема. Нефтепроявления в керне и незначительные притоки получены также в юрских и валанжинских отложениях.

Строение месторождений Сургутского сводообразного поднятия резко отличается от строения месторождений Шаимского и Красноленинского валов. В Сургутском районе основные нефтесодержащие пласты отделены от фундамента мощной (до 1000 *м*) толщей осадочных пород. Нефтяные месторождения многопластовые, залежи по типу пластовые сводовые, изредка пластовые литологически экранированные. Для нефтяных месторождений широтного отрезка р. Оби проведена унификация песчаных пластов, представляющих интерес с точки зрения их возможной нефтеносности. Предлагается следующий порядок индексации:

1) в отложениях готерив-баррема и валанжина, начиная с кровли песчано-глинистой вартовской свиты и до кровли марьяновской свиты, все песчаные пласты индексируются сверху вниз римскими цифрами;

2) за эталонный разрез взяты отложения неокома Усть-Балыкского месторождения нефти;

3) вновь выделяемые песчаные пласты, не коррелирующиеся с эталонным разрезом, обозначаются римскими цифрами со строчным буквенным индексом русского алфавита;

4) если два смежных пласта объединяются в один, то последний индексируется сдвоенными римскими цифрами (например, пласт I—II);

5) группа сближенных нефтеносных пластов в каждом месторождении объединяется в объекты; последние индексируются прописными буквами русского алфавита;

http://jurassic.ru/

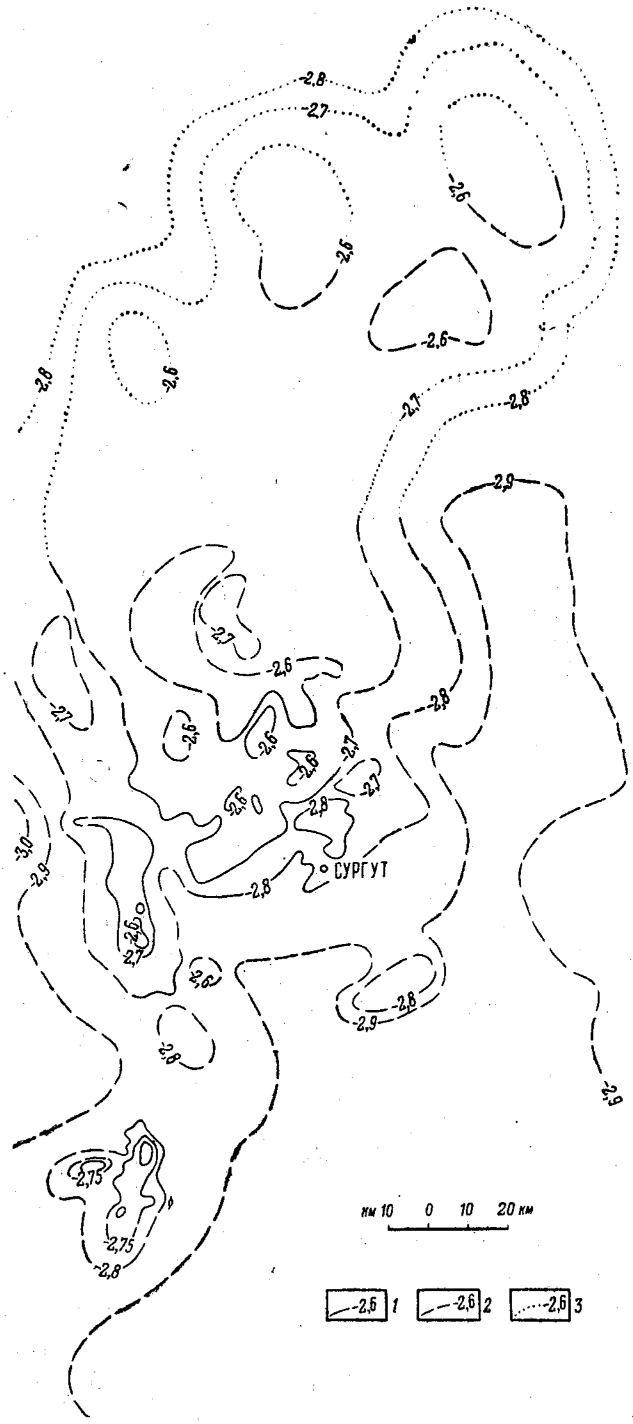


Рис. 5. Сургутское сводообразное поднятие

1 — изогипсы по отражающему сейсмическому горизонту, приуроченному к кровле тюменской свиты, по данным детальных сейсморазведочных работ; *2* — то же, по данным точечных сейсмозондирований; *3* — то же предполагаемые, с учетом гравимагнитных полей. (Абсолютные отметки даны в километрах)

http://jurassic.ru/

6) в отложениях апт-альб-сеномана и частично баррема песчаные пласты индексируются снизу вверх строчными буквами русского алфавита;

7) в верхнеюрских и среднеюрских отложениях нефтесодержащим пластам присваивается стратиграфическое название (например, вогулкинская толща, барабинский, локосовский пласты и т. д.).

Для апт-альб-сеноманских и частично барремских отложений ввиду их незначительной изученности корреляция пластов не произведена.

Ниже приводится краткое описание основных песчаных пластов неокомских отложений (рис. 6).

Пласт I залегает в кровле песчано-глинистой нижне-вартовской подсвиты. В пределах Сургутского сводообразного поднятия он перекрывается мощной, преимущественно глинистой толщей верхне-вартовской подсвиты, которая является регионально выдержанной покрышкой. Мощность глинистой толщи 100—120 *м*. В пределах Нижне-Вартовского сводообразного поднятия в верхне-вартовской подсвите появляются песчаные прослои, количество которых к востоку увеличивается, вследствие чего она теряет свойства водоупора, разделяющего песчано-алевритовые отложения покурской и вартовской свит. Пласт хорошо выделяется в пределах всего Сургутского сводообразного поднятия. Мощность его до 7 *м*. Нефтепроявлений в пласте не отмечено. По электрокаротажным данным, не проверенным опробованием, пласт может содержать нефтяную залежь в пределах Усть-Балыкского месторождения.

Пласт II отделен от пласта I слоем темно-серых с зеленоватым оттенком аргиллитов мощностью до 3 *м* и представлен серыми и светло-серыми мелкозернистыми песчаниками, участками с карбонатным цементом. Мощность пласта до 7—10 *м*. На Усть-Балыкской структуре пласт развит только в крыльевых участках, а к своду, в скважинах 69-Р и 62-Р, замещается глинами, образуя литологически экранированную ловушку. По электрокаротажным диаграммам, пласт, возможно, нефтенасыщен на Усть-Балыкском месторождении.

Пласт III представлен мелкозернистым песчаником мощностью до 6 *м*. Прослеживается на большой площади Сургутского Приобья. На Усть-Балыкском месторождении отделяется от пласта II глинистым слоем мощностью до 5 *м*. На востоке (Нижне-Вартовское сводообразное поднятие) объединяется с нижележащими пластами. По каротажу, возможно, нефтенасыщен на Усть-Балыкском месторождении.

Пласт IV состоит из мелкозернистых, слабо сцементированных песчаников мощностью 3—4 *м*. От пласта III отделяется глинистой покрышкой мощностью до 7 *м*. На Сургутской структуре и восточнее объединяется с пластом III. На Усть-Балыкском месторождении пласт IV является водоносным.

Пласт V представлен мелкозернистым песчаником мощностью 3—4 *м*. Цемент глинистый. Встречаются зерна глауконита. От пласта IV отделяется пачкой чередующихся алевролитов и аргиллитов мощностью до 10 *м*. Мощность слоев алевролитов и аргиллитов от 2 до 5 *м*. Пласт хорошо выделяется на крыльях Усть-Балыкской структуры. В своде этой структуры и на Сургутской площади мощность его сокращается и он замещается глинисто-алевролитовыми породами. В пределах Нижне-Вартовского сводообразного поднятия пласт объединяется с песчаниками пласта IV. На западном крыле Нижне-Вартовского сводообразного поднятия пласты III, IV и V объединяются в единый пласт мощностью до 60 *м*. На Усть-Балыкском месторождении, в скв. 70-Р;

http://jurassic.ru/

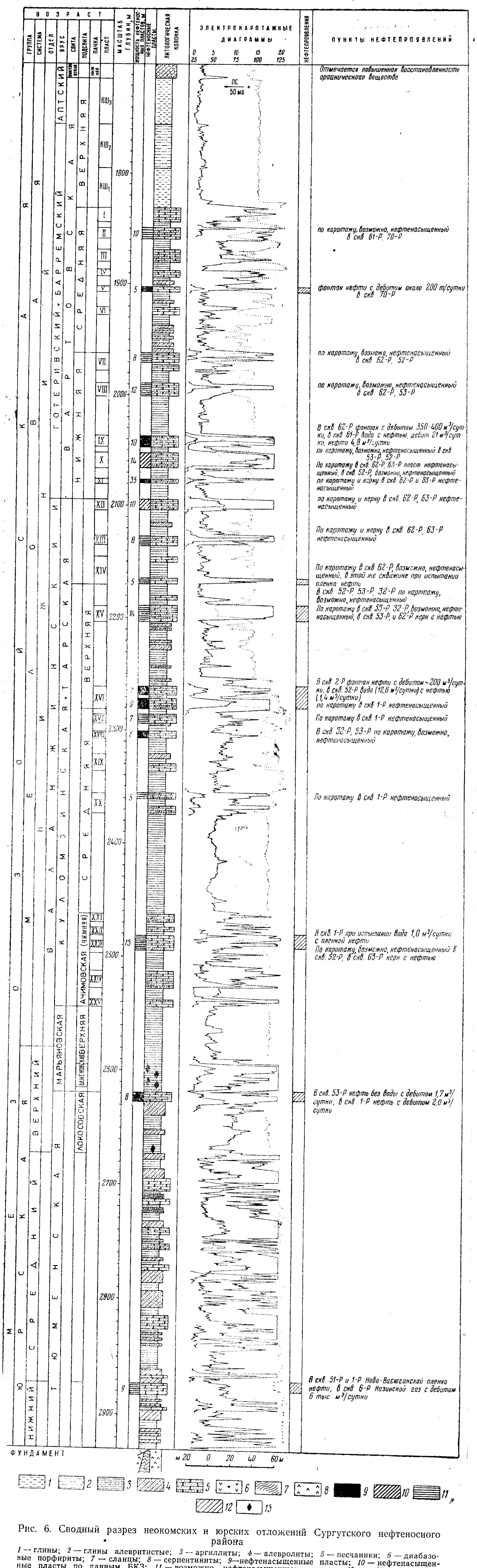


Рис. 6. Сводный разрез неокомских и юрских отложений Сургутского нефтеносного района

1 — глины; *2* — глины алевритистые; *3* — аргиллиты; *4* — алевролиты; *5* — песчаники; *6* — диабазовые порфириты; *7* — сланцы; *8* — серпентиниты; *9*—нефтенасыщенные пласты; *10* — нефтенасыщенные пласты по данным БКЗ; *11* — возможно, нефтенасыщенные пласты; *12* — нефтепроявления; *13* — битуминозность; скважины: 1-Р, 2-Р, 3-Р (Мегионская площадь), 31-Р, 32-Р (Локосовская площадь), 51-Р, 52-Р, 53-Р (Сургутская площадь), 61-Р, 62-Р, 70-Р (Усть-Балыкская площадь)

Зак. 1106

http://jurassic.ru/

из пласта V получен фонтан нефти с дебитом около 260 *м³/сутки* через 2,5-дюймовую трубку. Залежь литологически экранированная.

Пласт VI. Ниже пласта V залегает пачка часто чередующихся песчаных, алевролитовых и аргиллитовых пластов общей мощностью до 80 *м*. В составе этой пачки выделяется группа пластов (VIа, VIб, VIв), которые с трудом прослеживаются даже в пределах одной локальной структуры. Нефтепроявлений в этих пластах пока не отмечено. По каротажу пласт, возможно, нефтенасыщен в своде Усть-Балыкской структуры.

Пласт VII представлен мелко- и среднезернистыми песчаниками мощностью до 7—8 *м* и залегает в подошве вышеописанной пачки. Он хорошо прослеживается по всему Сургутскому Приобью. По электрокаротажным данным пласт, возможно, нефтенасыщен в скважинах 62-Р Усть-Балыкской и 53-Р Сургутской структур.

Пласт VIII сложен мелкозернистым песчаником мощностью до 6 *м*. В пределах Сургутского сводообразного поднятия хорошо прослеживается и отделяется от пласта VII однородным глинистым слоем мощностью до 10 *м*. На западном крыле Нижне-Вартовского сводообразного поднятия (Локосовская структура) пласт VIII объединяется с пластом VII, а далее к востоку входит в состав мощной пачки чередующихся песчаников, алевролитов и аргиллитов, в которой отдельные пласты прослеживаются с трудом. По электрокаротажным данным пласт VIII, возможно, нефтенасыщен в скважинах 62-Р Усть-Балыкской и 53-Р Сургутской структур.

На Усть-Балыкском месторождении пласты I—VIII объединяются в объект «А».

Пласт IX является основным продуктивным пластом Усть-Балыкского месторождения. Он представлен мелкозернистыми, неслоистыми, слабо сцементированными песчаниками мощностью до 12—13 *м*. От пласта VIII отделяется глинистой покрышкой мощностью до 30 *м*, выдержанной в западной части Сургутского сводообразного поднятия. К востоку глинистые породы этой покрышки замещаются песчано-алевролитовыми отложениями. Пласт хорошо выделяется и прослеживается только там, где присутствует вышележащая пачка аргиллитов. На Сургутской площади он объединяется с нижележащим песчаным пластом X, а в пределах Нижне-Вартовского сводообразного поднятия входит в состав пачки чередующихся маломощных песчаных, алевролитовых и глинистых слоев и не прослеживается. Из пласта IX в скв. 62-Р Усть-Балыкской площади получен фонтан нефти с дебитом 384 *т/сутки*. В скв. 61-Р этой же площади получена нефть с водой (дебит 4,8 *м³/сутки*). В скважинах 63-Р и 70-Р керн песчаников пласта IX насыщен нефтью.

Пласт X отделяется от пласта IX глинистым слоем мощностью 5—6 *м*. Состоит из мелкозернистого, иногда слабоизвестковистого песчаника, с прослоями алевролитов и крепких известковистых песчаников. Мощность прослоев до 4 *м*. Общая мощность пласта до 16 *м*. Пласт прослеживается как самостоятельное, изолированное тело только в пределах западной части Сургутского сводообразного поднятия. На Сургутской площади он объединен с пластом IX. В пределах Нижне-Вартовского сводообразного поднятия и восточнее пласт X объединен с нижележащим пластом XI или входит в состав пачки чередующихся маломощных песчаных, алевролитовых и глинистых пластов и самостоятельно не выделяется. В скв. 63-Р Усть-Балыкской площади в керне пласт X насыщен нефтью. Имеющиеся в нем прослои прочных известковистых песчаников и алевролитов лишены нефти.

http://jurassic.ru/

Пласт XI представлен мелкозернистым песчаником мощностью 2—3 *м*; прослеживается на большей части территории Сургутского Приобья и лишь местами замещается алевролитами (скв. 52-Р). В восточной части Нижне-Вартовского сводообразного поднятия он объединяется с пластом X. В скв. 63-Р Усть-Балыкского месторождения, по керну, верхняя часть пласта насыщена нефтью. В скв. 62-Р этой же площади пласт, по данным каротажа, нефтенасыщен.

Пласт XII представлен известковистыми, слабо сцементированными, мелкозернистыми песчаниками мощностью 5—10 *м* и хорошо прослеживается по всему Сургутскому Приобью. От вышележащего пласта он отделяется глинисто-алевролитовой пачкой мощностью до 15 *м*. В скв. 63-Р Усть-Балыкской площади, по керну, пласт нефтенасыщен.

Пласт XIII представлен слабоизвестковистыми мелкозернистыми песчаниками мощностью 4—5 *м*. Он выделяется лишь в западной части Сургутского сводообразного поднятия. Восточнее пласт замещается глинисто-алевролитовыми породами и появляется лишь спорадически (скв. 31-Р). В скв. 62-Р, по электрокаротажным данным, пласт, возможно, нефтенасыщен.

Пласты I—XIII, по данным спорово-пыльцевых исследований, относятся к готерив-баррему.

Пласт XIV отделен от предыдущего пачкой алевролитов с прослоями аргиллитов мощностью до 10 *м*. Прослеживается по всему Сургутскому Приобью. Мощность его 5—20 *м*. В пределах Усть-Балыкского месторождения пласт уменьшается в мощности и глинизируется. На 13—14 *м* ниже появляется пласт XIVа мощностью 2—4 *м*. Из этого пласта в скв. 62-Р получены небольшие притоки нефти с дебитом 1,7 *м³/сутки*.

Пласт XV от предыдущего отделяется глинистой пачкой мощностью до 20 *м*. Он представлен мелкозернистыми слабоизвестковистыми песчаниками мощностью до 15 *м*. В пределах Сургутского сводообразного поднятия является изолированным, не связанным с другими пластами. Восточнее он расчленяется на два или три небольших по мощности пласта, разделенных глинистыми прослоями, которые прослеживаются до Локосовской площади. Далее на восток пласт постепенно замещается глинистыми породами. В скважинах 53-Р Сургутской, 57-Р Северо-Сургутской и 62-Р Усть-Балыкской площадей в керне из этого пласта отмечены нефтепроявления. В скв. 32-Р Локосовской площади пласт, по электрокаротажным данным, возможно, нефтенасыщен.

Пласт XVI состоит из серых, неслоистых, слабо сцементированных песчаников мощностью до 20 *м*. От вышележащего пласта он отделяется пачкой аргиллитов с редкими прослоями алевролитов общей мощностью до 35 *м*. Пласт хорошо прослеживается по всему Сургутскому Приобью, но имеет неоднородное строение. В пределах Нижне-Вартовского сводообразного поднятия он представляет собой хорошо выраженный однородный песчаный пласт. Западнее, начиная с Сургутской площади, в нем появляются прослои аргиллитов, разобщающие единое песчаное тело на ряд небольших по мощности пластов, коллекторские свойства которых ухудшаются. По подошве пласта XVI в пределах Сургутского Приобья многими исследователями проводится граница между куломзинской и тарской свитами. Данный пласт является основным продуктивным горизонтом на Мегионском и Соснинском месторождениях, где из него получены фонтаны нефти со свободным дебитом через $2^1/_2$-дюймовый отвод до 540 *т/сутки*. На Сургутской площади (скважины 52-Р и 53-Р), где в пласте появляются глинистые прослои,

http://jurassic.ru/

отмечены нефтепроявления. При испытании скв. 52-Р из пласта получен небольшой приток нефти с дебитом 1,14 *м³/сутки*.

Пласт XVII представлен мелкозернистыми песчаниками с глинисто-известковистым цементом. Мощность пласта 10—30 *м*, строение пласта неоднородное. На Сургутской площади в нем отмечаются глинистые прослои мощностью до 2—5 *м*. В западном направлении песчаники постепенно замещаются алевролитами (свод Усть-Балыкской площади). На Локосовской площади пласт объединяется с нижележащим в песчаную пачку мощностью 30—50 *м*. На Мегионской площади он представлен глинистыми мелкозернистыми песчаниками, в которых в скв. 1-Р отмечено нефтепроявление. От пласта XVI он отделен глинистой пачкой мощностью до 40 *м*.

Пласт XVIII развит только в пределах Нижне-Вартовского сводообразного поднятия. В его составе мелкозернистые глинистые, слабопроницаемые песчаники. Местами пласт переходит в алевролиты. Мощность его до 5—10 *м*. От предыдущего пласта отделен глинистой пачкой мощностью до 30 *м*. Западнее Сургутской площади замещается глинистыми породами. На Локосовской площади он объединяется с вышележащим пластом. Нефтепроявлений в пласте не отмечено.

Пласт XIX в песчаных фациях развит только в пределах Локосовской площади, где он объединен с вышележащим пластом. Представлен мелкозернистыми, глинистыми, слабопроницаемыми песчаниками мощностью до 10—15 *м*. В западном направлении постепенно замещается алевролитами, а западнее Сургутской площади—глинистыми породами. Нефтепроявлений в пласте не отмечено.

Пласт XX непрерывно прослеживается только в восточной части Сургутского Приобья (восточнее пос. Сургут) и представлен в основном алевролитами. Мощность его 5—20 *м*. От вышележащего пласта отделяется пачкой глин мощностью до 30 *м*. В своде Сургутской структуры (скв. 53-Р) он представлен глинистыми мелкозернистыми песчаниками, которые в западном направлении замещаются глинистыми породами. Западнее Сургута пласт появляется лишь на сводах некоторых локальных поднятий. Нефтепроявлений в пласте не отмечено.

Пласты XXI—XXV тяготеют к низам разреза валанжинских осадков и выделяются в ачимовскую пачку. Представлены они мелкозернистыми, известковистыми, слабопроницаемыми песчаниками с прослоями известняков, алевролитов и аргиллитов. Мощность пластов от 2—5 до 10—15 *м*. От вышележащих пластов они отделены глинистой толщей мощностью до 220 *м*. Пласты разделены глинистыми прослоями мощностью 2—10 *м*. По простиранию они не выдержаны и развиты преимущественно в сводовых частях локальных структур. На коротком расстоянии, иногда до 2—3 *км*, песчаные пласты полностью замещаются глинистыми породами (Сургутская площадь).

В пределах Нижне-Вартовского сводообразного поднятия в основном развиты XXIII—XXV пласты, а на Сургутском сводообразном поднятии в наиболее резких структурах в сводах обычно присутствует вся группа пластов.

Из XXII пласта на Мегионской площади в скв. 1-Р получены небольшие притоки нефти (дебит 1,0 *м³/сутки*). В Усть-Балыкских скважинах 62-Р и 63-Р отмечены нефтепроявления в виде пропитывания керна нефтью в пластах XXIII и XXIV.

XXV пластом заканчивается разрез валанжина. Из двадцати пяти выделенных пластов в разрезе неокома Сургутского Приобья только в шести не отмечено нефтепроявлений, и они же по электрокаротажным диаграммам интерпретируются как водоносные. Учитывая характер

http://jurassic.ru/

распределения выявленных нефтепроявлений и слабую изученность нефтенасыщенности разреза неокома, можно предположить, что и эти пласты на новых площадях могут оказаться нефтеносными.

Естественно, возможность проявления новых нефтеносных пластов не исключается. В частности, в 1962 г. на Ермаковской площади Нижне-Вартовского сводообразного поднятия, в зоне замещения глинистых пород верхне-вартовской подсвиты песчано-алевролитовыми осадками, выше пласта I (скв. 17-Р), отмечено три небольших пласта песчаников, насыщенных нефтью. Мощность этих пластов от 1 до 5 *м* (глубина 1709—1730 *м*).

В юрских отложениях Сургутского Приобья промышленных скоплений нефти пока не обнаружено, но нефтепроявления отмечены во многих пунктах. В качестве возможных нефтеносных горизонтов в этих осадках можно отметить следующие.

Баженовская пачка. Представлена в основном глинистыми битуминозными породами; в ряде скважин (Усть-Балыкская 61-Р) среди битуминозных пород появляются частые мелкие прослои алевролитов (до 1—2 *см*), пропитанные нефтью. В благоприятных условиях из этих отложений могут быть получены промышленные притоки нефти.

Васюганский пласт состоит из мелкозернистых глинистых слабопроницаемых песчаников, содержащих углистый детрит и прослои углей. Мощность песчаников до 10—15 *м*. Пласт залегает или непосредственно под битуминозными аргиллитами баженовской пачки (скважины Сургутская 53-Р, Мегионская 1-Р), или отделен от нее пачкой черных аргиллитов с прослоями известняков с глауконитом мощностью 2—5 *м*. На многих площадях васюганский пласт перекрывается глауконитовыми песчаниками барабинской пачки. Васюганский пласт регионально выдержан от пос. Сургута до пос. Нижне-Вартовского. От нижележащих пород тюменской свиты он отделен пачкой аргиллитов мощностью до 30—40 *м*. В западном (от Сургута) и восточном (от Нижне-Вартовского) направлениях разделяющая глинистая пачка опесчанивается, и васюганский пласт гидравлически объединяется с породами тюменской свиты. В скважинах 53-Р Сургутской и 1-Р Мегионской площадей из песчаников васюганского пласта получены небольшие притоки нефти с дебитом до 1,71—2,0 *т/сутки*.

В отложениях тюменской свиты возможные нефтеносные горизонты могут быть приурочены к кровле свиты. Имеются достаточно изолированные песчаные пласты в подошве тюменской свиты, где зафиксированы нефтепроявления в Сургутской опорной скважине и интенсивные газопроявления в Назинской скважине 6-Р.

Ниже приводится описание нефтяных месторождений Сургутского сводообразного поднятия.

У с т ь - Б а л ы к с к о е   м е с т о р о ж д е н и е (рис. 7). Открыто в 1961 г. скв. 61-Р. Высокодебитная нефть получена из готерив-барремских отложений. Месторождение расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского национального округа, в 600 *км* к северо-востоку от г. Тюмени и в 190 *км* восточнее г. Ханты-Мансийска. Оно приурочено к структуре одноименного названия. По кровле основного продуктивного горизонта (пласт IX) Усть-Балыкское поднятие представляет собой линейную меридионального простирания структуру размером 8×40 *км*, площадью около 300 *км*², с амплитудой 50 *м*. Более приподнята южная часть структуры, которая выделяется в собственно Усть-Балыкский участок.

В северной части поднятия намечается небольшое структурное осложнение свода (Солкинское поднятие), но размеры и амплитуда его неясны из-за отсутствия на этом участке детальных работ. Мате-

http://jurassic.ru/

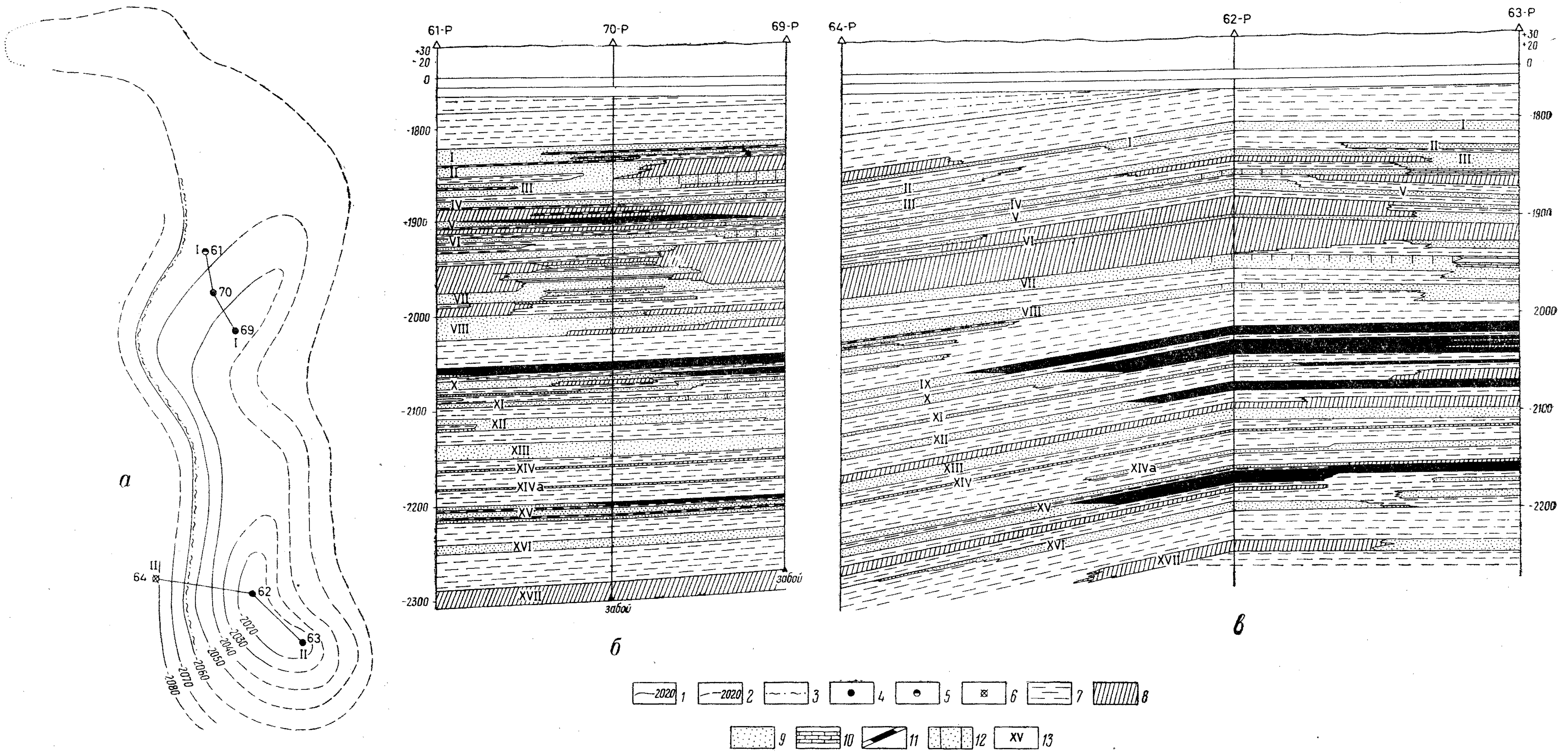


Рис. 7. Усть-Балыкское нефтяное месторождение

а — структурная карта по кровле продуктивного горизонта; разрезы: *б* — по линии I—I, *в* — по линии II—II (разрезы даны для неокомских отложений). *1* — изогипсы по кровле основного продуктивного пласта; *2* — то же предполагаемые; *3* — предполагаемый внешний контур нефтеносности; скважины: *4* — давшие промышленные притоки нефти, *5* — вскрывшие контакт нефть—вода, *6* — давшие воду и неопробованные; *7* — аргиллиты; *8* — преимущественно алевролитовые породы с прослоями песчаников; *9* — песчаники; *10* — практически не проницаемые известковистые песчаники и известняки; *11* — нефтяные залежи; *12* — проницаемые пласты с повышенным удельным сопротивлением, возможно, продуктивные; *13* — индексы пластов

Зак. 1106

http://jurassic.ru/

риалы бурения показывают, что по продуктивным отложениям Усть-Балыкская и Солкинская структуры сливаются в одно поднятие, у которого более поднята южная часть (Усть-Балыкский участок), превышающая северную примерно на 25—29 *м*. Структурный план всех нефтяных пластов одинаков.

В пределах Усть-Балыкского месторождения пробурено шесть скважин, одна из которых (61-Р) вскрыла фундамент на глубине 3055 *м*, остальные остановлены в валанжинских осадках на глубине 2347—2483 *м*. При бурении скважин нефтепроявления в керне и притоки нефти при испытании отмечены в пластах V, IX—XII, XIVa, XV, в ачимовской пачке и в юрских отложениях.

В отложениях тюменской свиты, в ее верхах (кровля и 39 *м* ниже кровли), при испытании скв. 61-Р получено небольшое количество нефти (0,2 $м^3$/*сутки*) и газа (35—40 $м^3$/*сутки*) с глинистым раствором. Нефть метаново-нафтеново-ароматическая с удельным весом 0,874, с содержанием серы 1,30%. В керне нефтепроявления отмечены в интервале 2793,3—2798,9 и 2824,75—2829,65 *м*.

В отложениях марьяновской свиты при бурении отмечены нефтепроявления в керне в виде пропитывания нефтью тонких алевролитовых прослоев в скв. 61-Р в интервале 2715,8—2722,6 и 2722,6—2726,3 *м*. Кроме того, в этой же скважине при бурении в интервале 2701,2—2706,7 *м* в глинистом растворе появлялась нефтяная пленка. Эти данные показывают, что, несмотря на общий глинистый разрез марьяновской свиты, последняя в определенных условиях может рассматриваться как потенциальный нефтяной горизонт.

В отложениях неокома получены промышленные притоки нефти и многочисленные нефтепроявления.

Отложения ачимовской пачки вскрыты только скважинами 61-Р и 63-Р. В скв. 63-Р в керне отмечены нефтепроявления. Разрез интервала с нефтепроявлениями следующий:

1. 2521,0—2522,5 *м*. Песчаник светло-серый, мелкозернистый, слабоизвестковистый.
2. 2522,5—2524,0 *м*. Аргиллит темно-серый, плитчатый, с единичными прослойками серого алевролита мощностью до 5 *мм*.
3. 2524,0—2528,5 *м*. Песчаник светло-серый, мелкозернистый, средней крепости, с глинисто-известковистым цементом. Верхние 0,5 *м* песчаника насыщены нефтью.
4. 2528,5—2530,0 *м*. Аргиллит.
5. 2530,0—2531,0 *м*. Песчаник светло-серый, мелкозернистый, с глинисто-известковистым цементом. Верхние 0,5 *м* насыщены нефтью.
6. 2531,0—2535,0 *м*. Аргиллит темно-серый, алевритистый, с прослоем алевролита.
7. 2535,0—2536,0 *м*. Песчаник светло-серый, мелкозернистый, с глинисто-известковым цементом, насыщенный нефтью.
8. 2536,0—2537,0 *м*. Аргиллит темно-серый.
9. 2537,0—2540,0 *м*. Песчаник светло-серый, мелкозернистый. Верхние 1,0 *м* насыщены нефтью.

Описанный нефтяной пласт залегает в кровле ачимовской пачки, подстилается алевролитами и перекрывается аргиллитами. Суммарная нефтенасыщенная мощность песчаников равна 3,0 *м*. Пласт не испытывался. В неокомских отложениях Усть-Балыкского месторождения на 1/VI 1962 г. выявлены следующие продуктивные пласты:

Пласт XV вскрыт на глубине 2192—2267 *м*. По его кровле наиболее приподнятая часть структуры обособляется в районе скважин 62-Р и 63-Р и оконтуривается изолинией —2150 *м*. В северном направлении ось структуры полого погружается в сторону предполагаемого Солкинского поднятия. При бурении нефтепроявления отмечены в скважинах 62-Р и 70-Р. В скв. 70-Р разрез пласта имеет следующий вид:

http://jurassic.ru/

1. 2227,5—2230,0 *м*. Песчаник серый, среднезернистый, слабо сцементированный. Верхние 1,0 *м* насыщены нефтью.

2. 2230,0—2232,0 *м*. Аргиллит.

3. 2232,0—2235,5 *м*. Песчаник серый, среднезернистый, слабо сцементированный. Верхние 1,5 *м*, по данным электрокаротажа, насыщены нефтью.

4. 2235,5—2240,5 *м*. Аргиллит темно-серый, слоистый за счет слойков светло-серых алевролитов, с прослоем песчаника.

5. 2240,5—2243,0 *м*. Песчаник. Верхние 1,0 *м*, по данным электрокаротажа, возможно, насыщены нефтью.

Пласт XV перекрывается мощной пачкой темно-серых плотных аргиллитов с полураковистым изломом. Подстилающие породы представлены аргиллитами (по каротажу). Суммарная мощность нефтенасыщенных песчаников в данном пласте 3,5 *м*. Условно контакт нефть—вода проводится на глубине 2097 *м* и является общим для Усть-Балыкского и Пимского участков. Этаж нефтеносности равен 47 *м*.

Пласт XIVa вскрыт на глубине 2118—2225 *м*. По кровле пласта наиболее приподнятая часть структуры окаймляется изогипсой —2140 *м*. Нефтепроявления в керне отмечены в скв. 62-Р в интервале 2172,6—2176,10 *м*. Из этого пласта в скв. 62-Р получен приток нефти с дебитом 1,7 *м³/сутки*. В скв. 61-Р получена вода. По предварительным данным, небольшая нефтяная залежь намечается в наиболее приподнятой, южной, части структуры. Контакт нефть — вода условно намечается на глубине 2140 *м*, этаж нефтеносности около 10 *м*.

Пласт XII вскрыт на глубине 2105—2178 *м*. В кровле пласта наиболее приподнятая часть структуры оконтуривается изолинией —2070 *м*. Нефтепроявления в этом пласте отмечены в скважинах 62-Р и 63-Р. Пласт имеет неоднородное строение. В разрезе скв. 63-Р в его верхней части преобладают песчаники, внизу — алевролиты с прослоями песчаников. Строение пласта по скв. 63-Р:

1. 2105,0—2108,5 *м*. Песчаник серый, мелкозернистый, слабо сцементированный, с единичными плоскими обломками глинистых пород, насыщенный нефтью. В кровле, где песчаник становится более глинистым, нефтенасыщение избирательное. На глубине 2106—2107 *м* прослой очень прочного известковистого песчаника без признаков нефти.

2. 2108,5—2114,5 *м*. Алевролит серый, средней крепости, участками песчанистый, горизонтальнослоистый за счет слойков песчано-алевритового материала и углистого детрита. На глубине 2110,0—2110,5 и 2111,5—2112,0 *м* прослои серых, мелкозернистых, слабосцементированных песчаников, насыщенных нефтью.

Пласт перекрывается серыми алевролитами и подстилается аргиллитами. Суммарная мощность нефтенасыщенного керна 3,0 *м*. Контакт нефть — вода условно намечается на отметке —2090 *м*. Этаж нефтеносности равен 20 *м*.

Пласт XI вскрыт на глубине 2085—2158 *м*. По кровле пласта наиболее приподнятая часть структуры окаймляется изогипсой —2050 *м*. При бурении нефтепроявления отмечены в скв. 63-Р, где на глубине 2085,5—2088,0 *м* вскрыт песчаник, насыщенный нефтью. Пласт перекрывается и подстилается серыми тонкополосчатыми аргиллитами. Контакт нефть — вода, по данным бурения и электрокаротажным материалам, намечается на глубине 2089 *м* и охватывает Усть-Балыкский участок. Этаж нефтеносности равен 36 *м*.

Пласт X вскрыт на глубине 2061—2135 *м*. В кровле пласта наиболее приподнятая часть структуры располагается в пределах Усть-Балыкского участка и оконтуривается изогипсой —2030 *м*. Пимский участок опущен относительно Усть-Балыкского на 25 *м*. При бурении

http://jurassic.ru/

нефтепроявления в керне отмечены в скважинах 63-Р и 69-Р. В скв. 63-Р пласт имеет следующее строение:

1. 2061,5—2063,5 *м*. Песчаник серый, мелкозернистый, слабо сцементированный, пропитанный нефтью.

2. 2063,5—2066,5 *м*. Песчаник серый, мелкозернистый, очень крепкий, известковистый, участками косослоистый за счет присыпок углистого детрита. Признаков нефти нет.

3. 2066,5—2070,5 *м*. Песчаник серый, мелкозернистый, слабо сцементированный, пропитанный нефтью. На глубине 2069,5 *м* встречено два прослоя светло-серого, горизонтальнослоистого песчаника мощностью 7—10 *см*. Слоистость обусловлена ровными налетами углисто-глинистого материала, который создает полосчатую текстуру. В кровле и подошве этих прослоев отдельные слойки песчаника пропитаны нефтью.

4. 2070,5—2072,5 *м*. Алевролит светло-серый.

5. 2072,5—2077,5 *м*. Песчаник серый, мелкозернистый, глинистый, слабо сцементированный, пропитанный нефтью.

Пласт перекрывается темно-серыми, однородными аргиллитами мощностью 6,5 *м* и подстилается серыми алевролитами с прослоями аргиллитов. Суммарная мощность нефтенасыщенных песчаников в пласте 11,5 *м*. По данным бурения и электрокаротажа, контакт нефть — вода намечается на глубине — 2080 *м* и охватывает Усть-Балыкский участок. Этаж нефтеносности равен 30 *м*.

Пласт IX вскрыт на глубине 2047—2117 *м*. По кровле пласта наиболее приподнятая часть структуры, оконтурена изогипсой —2020 *м*. При бурении керн, пропитанный нефтью, отмечен в скважинах 70-Р и 69-Р. Из пласта получены промышленные притоки нефти в скв. 62-Р с дебитом 388 *м³/сутки*. По результатам бурения и испытания контакт нефть — вода намечается на глубине 2060 *м*, возможно 2080 *м*, и является общим для Пимского и Усть-Балыкского участков. Этаж нефтеносности равен 34 *м*. По скв. 70-Р строение пласта следующее:

1. 2080,0—2082,5 *м*. Песчаник серый, однородный, среднезернистый, полимиктовый, слабо сцементированный, насыщенный нефтью.

2. 2082,5—2084,0 *м*. Песчаник светло-серый, очень крепкий, известковистый, без признаков нефти.

3. 2084,0—2091,0 *м*. Песчаник серый, однородный, среднезернистый, полимиктовый, слабо сцементированный, насыщенный нефтью.

Нефтеносный пласт перекрывается темно-серыми, массивными, однородными аргиллитами пимской пачки мощностью 28 *м* и подстилается темно-серыми аргиллитами мощностью 6,5 *м*. Нефть этого пласта по углеводородному групповому составу метановая, удельного веса 0,876—0,878, с содержанием серы 1,72—1,81%. По сравнению с нефтью из юрских отложений этого же месторождения в пласте отмечается:

1) увеличение содержания серы от 1,30 до 1,72—1,81%, парафинов с 1,20 до 2,62—2,91%, асфальтенов с 1,13 до 1,77—1,78%;

2) увеличение содержания метановых углеводородов с 44,77 до 52,1—53,0%;

3) незначительное уменьшение содержания нафтеновых углеводородов.

Удельный вес, содержание силикагелевых смол и ароматических углеводородов в нефтях из юрских отложений и пласта IX примерно одинаковые.

Пласт V вскрыт на глубине 1892—1954 *м*. По кровле пласта наиболее приподнятая часть структуры оконтуривается изогипсой —1860 *м*. Пимский участок погружен относительно Усть-Балыкского на 31 *м*, т. е. на 7 *м* ниже, чем по кровле пласта IX. По сравнению с нижележащими горизонтами отмечается некоторое изменение строения струк-

http://jurassic.ru/

туры, выразившееся в опускании восточного крыла. В результате этого на Усть-Балыкском участке сводовая часть сместилась в северо-западном направлении в район скв. 62-Р. Одновременно фиксируется неоднородность литологического состава данного пласта. На западном крыле он представлен мелко- и среднезернистыми песчаниками с прослоями аргиллитов. В сводовой и восточной частях современной структуры песчаники замещаются аргиллитами и алевролитами. Глинизация пласта отмечается также по скв. 64-Р, расположенной на западном крыле Усть-Балыкского участка. Фациальное замещение песчаников алевролито-глинистыми породами в северо-западной части Усть-Балыкской структуры обусловило образование литологической ловушки, к которой приурочена нефтяная залежь. При испытании скв. 70-Р был получен фонтан нефти со свободным дебитом 230 *т/сутки*. По керну, пласт полностью насыщен нефтью и имеет следующее строение:

1. 1925,0—1935,5 *м*. Песчаник серый, мелкозернистый, с углистым детритом, пропитанный нефтью.
2. 1925,5—1926,0 *м*. Аргиллит темно-серый, с тонкими прослойками светло-серого алевролита.
3. 1926,0—1926,5 *м*. Песчаник серый, мелкозернистый, с углистым детритом, пропитанный нефтью.
4. 1926,5—1929,0 *м*. Аргиллит темно-серый, горизонтальнослоистый за счет слойков светло-серого алевролита, с углистым детритом, местами неясноплитчатый, на глубине 1928,5 *м* с прослоем песчаника мощностью 5 *см*, насыщенного нефтью.
5. 1929—1931,5 *м*. Песчаник серый, вверху мелко-, а с глубины 1929,3 *м* среднезернистый, с включениями углистого детрита, с зернами глауконита. На глубине 1929,25 *м* прослой темно-серого аргиллита. Песчаники до подошвы пропитаны нефтью.
6. 1931,5—1938,0 *м*. Аргиллит темно-серый, слоистый, с прослоями алевролита.
7. 1938,0—1938,5 *м*. Песчаник светло-серый, среднезернистый, насыщенный нефтью.

Ниже залегают аргиллиты. Пласт перекрывается светло-серыми слоистыми алевролитами. Суммарная нефтенасыщенная мощность песчаников равна 3,5 *м*. Положение нефте-водяного контакта не выяснено. На северо-западе он контролируется структурой, на юго-западе, юге и востоке — контуром выклинивания песчаников. Этаж нефтеносности равен 10 *м*. Нефть по групповому углеводородному составу метановая, удельного веса 0,893, с содержанием серы 1,34%. По сравнению с нефтью из пласта IX отмечается:

1) увеличение удельного веса с 0,876—0,878 до 0,893;
2) уменьшение содержания серы с 1,72—1,81 до 1,34%;
3) уменьшение содержания метановых углеводородов и увеличение нафтеновых.

Таким образом, в пределах Усть-Балыкского месторождения имеется девять горизонтов, в которых выявлены промышленные скопления нефти или отмечены нефтепроявления. Кроме того, по электрокаротажным данным, возможно, нефтесодержащими являются пласты I, II, VII, VIII и др.

Месторождение находится в разведке.

Месторождения Нижне-Вартовского сводообразного поднятия

Нижне-Вартовское сводообразное поднятие (рис. 8) расположено в 40 *км* восточнее Сургутского и по поверхности фундамента представляет собой крупную, слегка вытянутую в меридиональном направлении структуру размером 170×250 *км*. По поверхности фундамента поднятие окаймляется изогипсой —3100 *м* и имеет амплитуду 600 *м*. По кровле тюменской свиты поднятие окаймляется изогипсой —2700 *м* и имеет амплитуду 350 *м*; по кровле ново-михайловской изогипсой —10 *м*,

http://jurassic.ru/

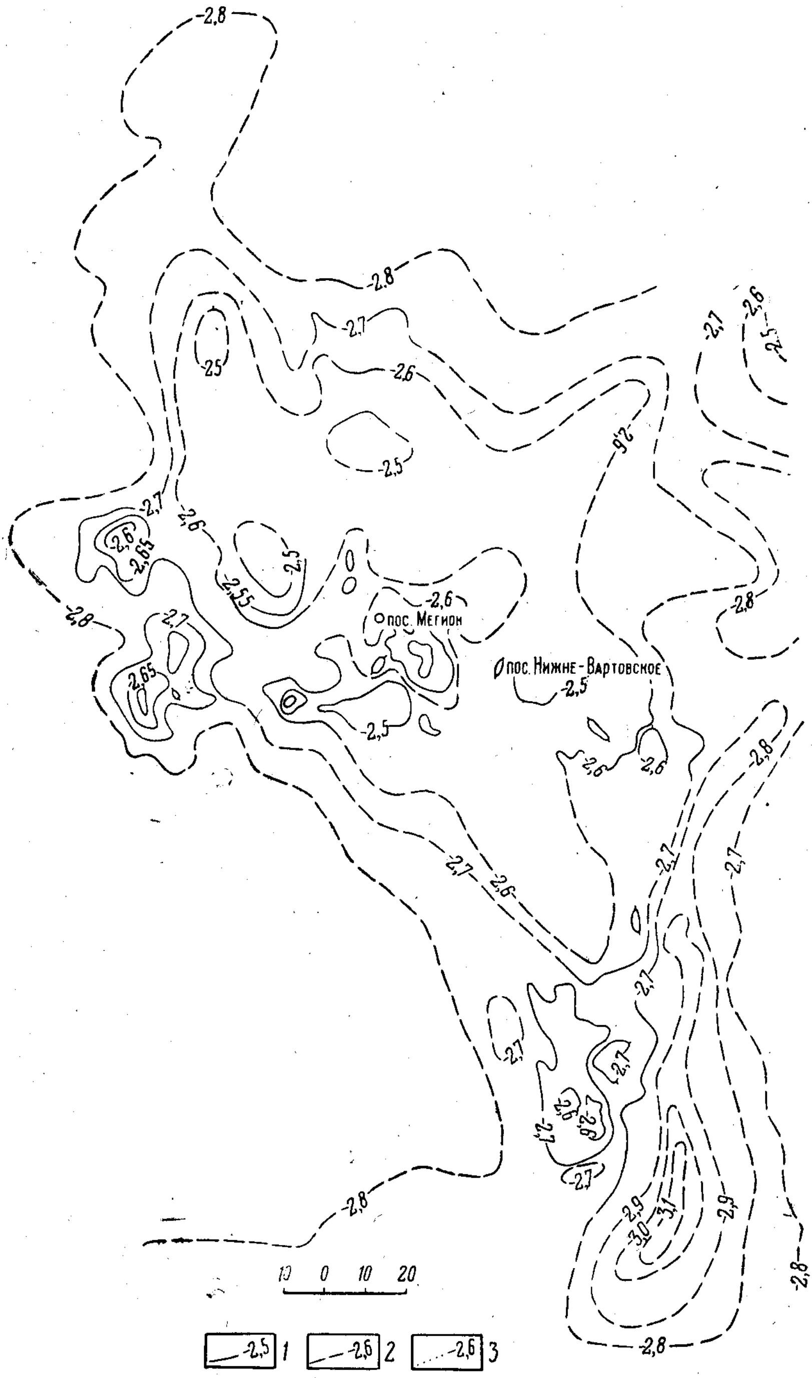


Рис. 8. Нижне-Вартовское сводообразное поднятие

1 — изогипсы по отражающему сейсмическому горизонту, приуроченному к кровле тюменской свиты, по данным детальных сейсморазведочных работ; *2* — то же, по данным точечных сейсмозондирований; *3* — то же предполагаемые, с учетом гравимагнитных полей. (Абсолютные отметки даны в километрах)

http://jurassic.ru/

которая раскрывается на восток, амплитуда около 10—12 *м*. Кровля ново-михайловской свиты в своде поднятия размыта.

Разрез мезозойских отложений в пределах Нижне-Вартовского сводообразного поднятия в основных чертах сходен с разрезом Сургутского. Отмечается лишь увеличение суммарной мощности песчаных осадков. Верхне-вартовская подсвита исчезает из разреза и замещается толщей чередующихся песчано-алеврито-глинистых осадков. В неокомских отложениях основные песчаные пласты, выделенные на Усть-Балыкском месторождении, на Нижне-Вартовском поднятии прослеживаются.

Сейсморазведочными работами в пределах этого поднятия выявлены Кедровская, Матюшинская, Медведевская, Соснинская, Нижне-Вартовская, Ермаковская, Мегионская, Ватинская, Островная, Ореховская, Ново-Покурская, Локосовская и Аганская локальные структуры. Разведочное бурение проводилось на Мегионском, Ермаковском, Нижне-Вартовском, Соснинском и Локосовском поднятиях. Нефтяные месторождения выявлены в пределах Мегионского и Соснинского поднятий. Нефтепроявления отмечены на Ермаковской структуре.

Мегионское месторождение (рис. 9) открыто в 1961 г. Расположено в Нижне-Вартовском районе Ханты-Мансийского национального округа, на правом берегу р. Оби, в 760 *км* к северо-востоку от Тюмени и в 380 *км* восточнее Ханты-Мансийска.

Месторождение приурочено к локальной структуре одноименного названия. По кровле основного продуктивного горизонта (пласт XVI) структура вытянута в северо-западном направлении. Размер ее 10×20 *км*, площадь около 138 *км*^{2}, амплитуда 30 *м*.

В пределах структуры пробурено четыре скважины глубиной 2264—2791 *м*. Две скважины (1-Р и 2-Р) на глубине 2636—2736 *м* вскрыли палеозойский фундамент, представленный измененными сильнотрещиноватыми сланцами. На породах фундамента развита кора выветривания мощностью 25—93 *м*. В сводовой скважине 1-Р мощность коры выветривания максимальна. Остальные скважины остановлены в валанжинских осадках.

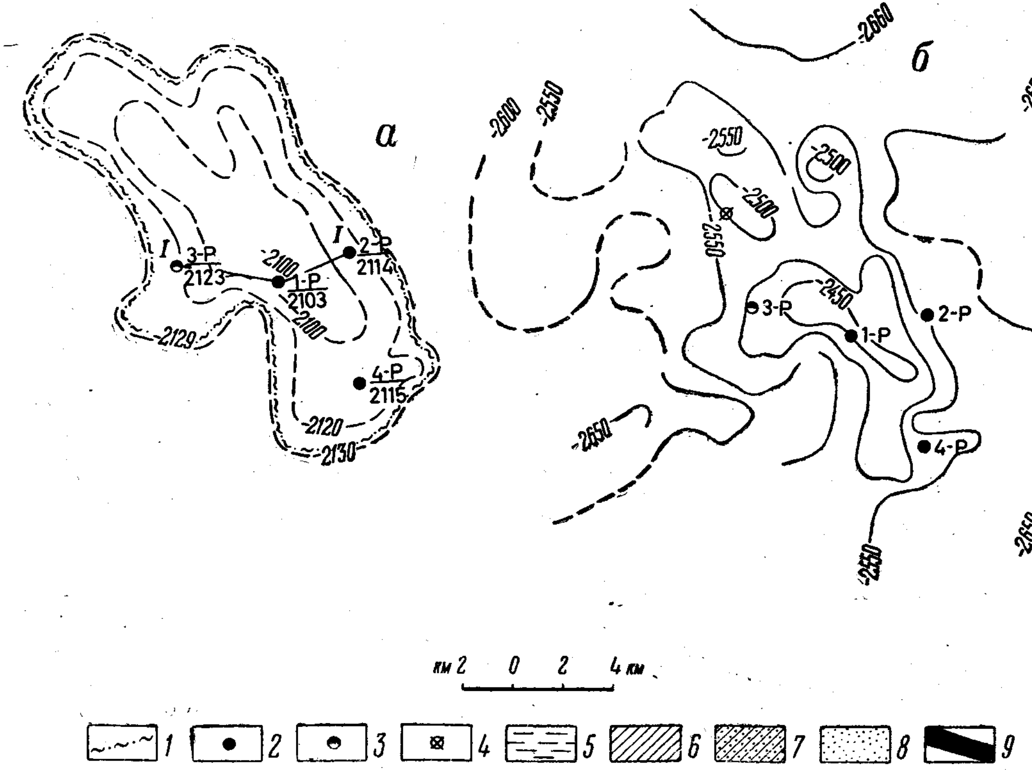
При бурении и испытании скважин нефтепроявления отмечены в юрских и валанжинских осадках. В отложениях тюменской свиты при бурении скважин 1-Р и 2-Р газовым каротажем отмечались участки с высокими газопоказаниями. В скв. 1-Р в интервале 2618—2620 *м* в разгазированном глинистом растворе наблюдалась нефтяная пленка. Из кровли тюменской свиты (васюганский пласт) * и из валанжинских отложений получены полупромышленные и промышленные притоки нефти.

Васюганский пласт вскрыт двумя скважинами (1-Р и 2-Р) на глубине 2445—2480 *м*. При бурении скв. 1-Р в интервале 2443—2452,5 *м* был поднят песчаник, пропитанный нефтью. Литологически пласт представлен песчаниками серыми, среднезернистыми, кварц-полевошпатовыми, слоистыми за счет слойков глинисто-углистого материала, с включениями угля мощностью 0,2—1,0 *см*. В кровле песчаники известковистые. Открытая пористость в средней и нижней частях пласта 2,82—13,85% (средняя 9,76%), проницаемость от 0,1 *мдарси* и менее до 0,25 *мдарси* (средняя 0,15 *мдарси*). Эффективная пористость, определенная по методу остаточной воды, равна 0,92—1,17%. Мощность пласта 15 *м*. При опробовании васюганского пласта был получен приток нефти с дебитом до 2 *м*^{3}/*сутки*, при динамическом уровне 740 *м*.

---

* Эта часть разреза уже после принятия унифицированной схемы была выделена Ф. Г. Гурари в качестве самостоятельной локосовской свиты.

http://jurassic.ru/



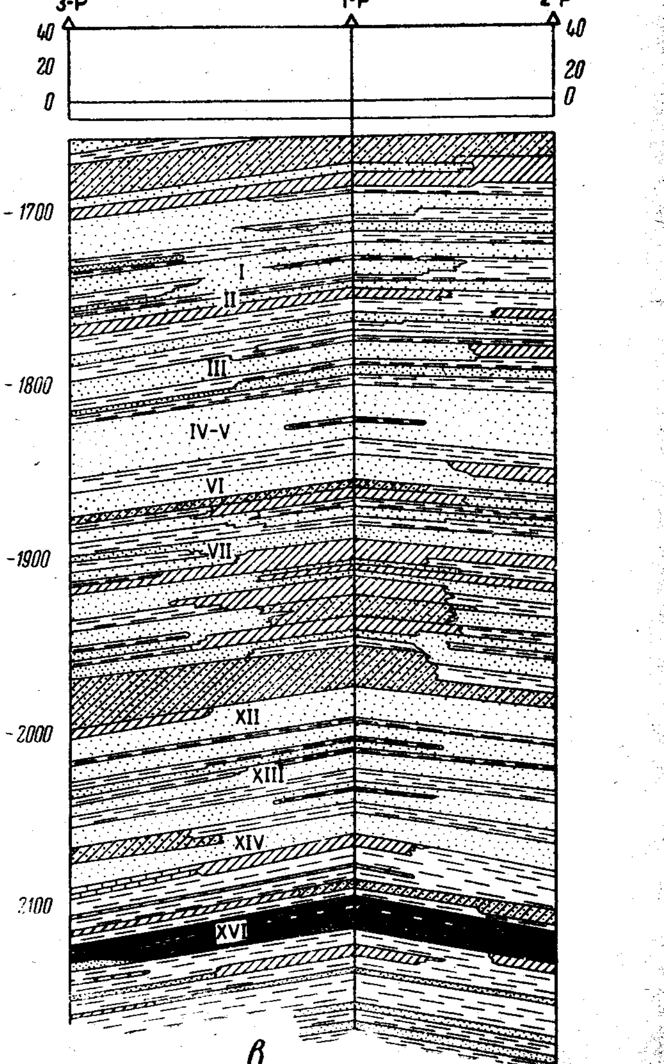


Рис. 9. Мегионское нефтяное месторождение

а — структурная карта по кровле продуктивного пласта XVI; *б* — структурная карта по отражающему горизонту; *в* — разрез по линии I—I (для неокомских отложений). *1* — предполагаемый внешний контур нефтеносности; скважины: *2* — давшие промышленные притоки нефти, *3* — вскрывшие контакт нефть — вода, *4* — неопробованные; *5* — аргиллиты; *6* — алевролиты; *7* — чередование алевролитов и песчаников; *8* — песчаники; *9* — нефтяная залежь. Римские цифры на разрезе — индексы пластов

Нефть по групповому углеводородному составу метановая, удельного веса 0,85, с содержанием серы 0,61%.

Пласт XXII приурочен к нижней части куломзинской свиты (нижний валанжин) и вскрыт скважинами 1-Р и 2-Р на глубине 2357—2371 *м*. Керном пласт не охарактеризован. По электрокаротажным диаграммам, он выражен чередованием слоев с высоким и низким удельным сопротивлением. Амплитуда «ПС» против пласта равна 25 *мв*. В скв. 1-Р при испытании пласта (интервал 2358—2363 *м*) при динамическом уровне 1340 *м* получено 0,149 *м³/сутки* нефти и 0,98 *м³/сутки* воды. Нефть темно-зеленоватого цвета, с удельным весом 0,847, малосернистая (0,57%).

Пласт XVII вскрыт на глубине 2176—2205 *м*. В сводовой скважине 2-Р он представлен песчаниками, а на крыльях — алевролитами и аргиллитами. В скв. 1-Р песчаники серые, мелко- и среднезернистые, участками известковистые, прочные, за счет намыва углистого детрита слоистые, пропитанные нефтью. В кровле и подошве они постепенно переходят в алевролиты. Открытая пористость песчаников равна 22%, проницаемость 22,2 *мдарси*. Пласт опробовался в скв. 1-Р (интервал 2175—2178 *м*), но результаты опробования вызывают сомнение в связи с некачественной цементацией колонны. При опробовании был получен фонтан нефти с дебитом 288 *м³/сутки*. По-видимому, во время испытания по затрубному пространству нефть проникла из вышележащего пласта XVI, промышленная нефтеносность которого впоследствии была установлена по керну скважин 3-Р, 4-Р и результатами испытания скв. 2-Р.

Пласт XVI вскрыт скважинами на глубине 2145—2165 *м* и представлен серыми, мелкозернистыми, слабо сцементированными песчаниками мощностью до 12 *м*. В скв. 4-Р песчаный пласт насыщен нефтью до подошвы, в скв. 3-Р насыщены нефтью верхние 4 *м*. Среди слабо сцементированных разностей имеются прослои крепких, известковистых песчаников без признаков нефти. Строение пласта по скв. 3-Р:

1. 2169,0—2173,0 *м*. Песчаник серый до грязно-серого, мелкозернистый слабо сцементированный, пропитанный нефтью.
2. 2173,0—2176,0 *м*. Песчаник светло-серый, очень крепкий, известковистый, без признаков нефти.
3. 2176,0—2180,5 *м*. Песчаник светло-серый, мелкозернистый, массивный, слабо сцементированный, без признаков нефти.

Пласт подстилается серыми неправильнослоистыми алевролитами и перекрывается серыми слабоизвестковистыми аргиллитами. Суммарная мощность нефтенасыщенных песчаников 4,0 *м*. При испытании скв. 2-Р из пласта XVI получен фонтан нефти с дебитом около 300 *т/сутки*. Избыточное давление на устье равно 50 *атм*. Очевидно, с этим же пластом связан фонтан нефти в скв. 1-Р. Пластовое давление составляет 218 *атм*. Газовый фактор 105 *м³/т*.

Нефть темно-коричневая, разгазированная. По групповому углеводородному составу, определенному методом анилиновых точек, нефть метаново-нафтеново-ароматическая, а по методу n—d—M метановая. При этом расхождения отмечаются в основном за счет уменьшения ароматических углеводородов в анализе методом n—d—M. Удельный вес нефти 0,850, содержание серы 1,05%. По сравнению с нефтью из юрских отложений этого же месторождения отмечается следующее:

1) увеличение содержания серы с 0,61 до 1,05%, парафинов с 0,95 до 1,08; уменьшение содержания асфальтенов с 2,14 до 1,30%;

2) уменьшение содержания метановых и увеличение ароматических углеводородов.

http://jurassic.ru/

Соснинское месторождение (рис. 10) открыто в 1962 г. Оно расположено в 35 *км* к юго-востоку от Мегионского, на правом берегу р. Оби, на границе Александровского района Томской области и Нижне-Вартовского района Тюменской области.

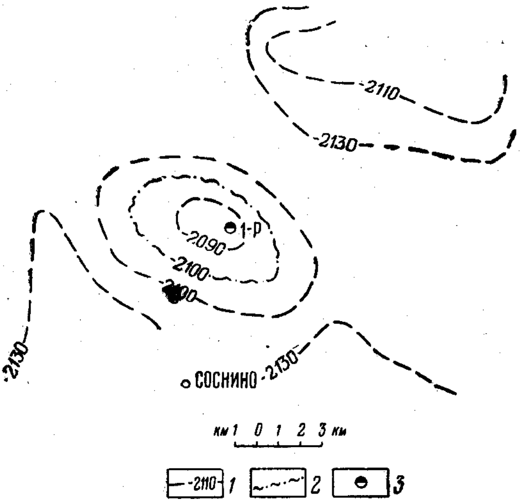


Рис. 10. Соснинское нефтяное месторождение
1 — изогипсы по кровле продуктивного пласта; *2* — предполагаемый внешний контур нефть — вода; *3* — скважина, вскрывшая контакт нефть — вода

Месторождение приурочено к локальной структуре одноименного названия. По кровле тюменской свиты Соснинская структура представляет собой небольшое поднятие, вытянутое в северо-западном направлении, размером 5,5×11,5 *км,* с амплитудой около 40 *м*. По кровле нижне-вартовской подсвиты (пласт I) амплитуда поднятия уменьшается до 20 *м*.

В пределах месторождения пробурена одна скважина (1-Р), расположенная в своде структуры. Нефть приурочена к пласту XVI, вскрытому на глубине 2131 *м*. Скважина бурилась двумя стволами и в обоих случаях в пласте зафиксированы нефтепроявления. По второму стволу пласт имеет следующее строение:

1. 2131,0—2131,05 *м*. Песчаник светло-серый, среднезернистый, очень крепкий, известковистый, без признаков нефти. По первому стволу контакт известковистых и нижележащих слабо сцементированных песчаников неровный, изрезанный. Нефть заполняет все неровности поверхности подошвы крепких известковистых песчаников.
2. 2131,05—2140,0 *м*. Песчаник серый, мелкозернистый, слабо сцементированный, однородный, пропитанный нефтью.
3. 2140,0—2142,5 *м*. Песчаник серый, мелкозернистый, слабо сцементированный, аналогичный предыдущему, но без признаков нефти. Контакт пропитанных нефтью и не содержащих нефти песчаников проходит на глубине 2140 *м*.

Пласт перекрывается серыми с зеленоватым оттенком аргиллитами с прослоями алевролитов. В первом стволе над известковистым песчаником и под аргиллитами встречен прослой слабо сцементированного песчаника мощностью 10 *см*, пропитанного нефтью. Подстилающие породы представлены серыми, однородными аргиллитами с мелкораковистым изломом. Общая мощность пласта XVI в скв. 1-Р равна 11,5 *м*, а мощность нефтенасыщенных песчаников 9,0 *м*. Дебит нефти через 2,5-дюймовый отвод при противодавлении на устье 11,7 *атм* составляет 531 *т/сутки*. Пластовое давление равно 216,72 *атм*, газовый фактор 85—90 $м^3/т$.

ГАЗОВЫЕ И ГАЗО-КОНДЕНСАТНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Основная часть промышленных газовых месторождений известна в западной части Западно-Сибирской низменности на территории Березовско-Игримского района Тюменской области, где к настоящему времени открыто 15 газовых месторождений: Березовское, Деминское, Южно-Алясовское, Северо-Алясовское, Тугиянское, Северо-Игримское, Южно-Игримское, Пауль-Турское, Нулин-Турское, Сысконсыньинское, Пунгинское, Узюмское, Горное, Чуэльское и Похромское. Шестнадца-

http://jurassic.ru/

тое, по-видимому, крупное месторождение газа, Тазовское, открыто восточнее — в пределах Тазовского района Ямало-Ненецкого национального округа. В центральной части низменности промышленный фонтан газа получен на Усть-Сильгинской площади, однако степень разведанности этого месторождения еще очень мала. В конце 1962 г. мощный фонтан газа получен на Охтеурьевской структуре, расположенной на Александровском валу, в зоне границы Томской и Тюменской областей.

Месторождения Березовско-Игримского района приурочены к структурам третьего порядка — брахиантиклинальным поднятиям различного простирания: от северо-западного (Березовское, Деминское, Чуэльское, Тугиянское) до северо-восточного (Южно-Алясовское, Северо-Алясовское) и меридионального (Похромское), расположенным в пределах Березовской моноклинали. Размеры структур обычно невелики и изменяются от 4×6 до 10×10 *км*. Углы падения пород на крыльях по кровле фундамента составляют 2—3°, в отдельных случаях достигая 5—7°. Конфигурация структур грубо повторяется и в вышележащих отложениях, однако углы падения вверх по разрезу постепенно выполаживаются и уже по кровле отложений альба исчисляются минутами. Одновременно с выполаживанием углов падения уменьшается и амплитуда поднятий: от 60—100 и 200—300 *м* по кровле фундамента до 3—12 *м* по кровле отложений альба.

По породам фундамента развивается кора выветривания мощностью до 80 *м*, которая в верхней части является коллектором. В сводах локальных поднятий она, как правило, отсутствует. На коре выветривания, местами непосредственно на фундаменте, залегают отложения тюменской свиты или породы вогулкинской толщи, являющиеся основным продуктивным горизонтом Березовско-Игримского района. Во всех газовых месторождениях отложения тюменской свиты выклиниваются на крыльях локальных поднятий. Породы вогулкинской толщи, а на далеких крыльях — тюменской свиты, перекрываются глинистыми морскими отложениями юры или валанжина, которые являются покрышкой газовых залежей.

Газонасыщенные отложения вогулкинской толщи распространены неравномерно. В сводах локальных поднятий они, как правило, отсутствуют или мощность их резко сокращается. На крыльях структур мощность вогулкинской толщи достигает 100 *м*. Имеются случаи выклинивания вогулкинской толщи на участках древних погребенных сводов. За пределами локальных структур вогулкинская толща исчезает или резко сокращается в мощности. М. Я. Рудкевич (1959) и И. И. Нестеров (1962) высказали гипотезу о фациальном замещении песчаных отложений вогулкинской толщи на далеких крыльях структур глинистыми осадками абалакской свиты.

Литологически вогулкинская свита представлена мелководными морскими образованиями прибрежной полосы, представленными слабо сцементированными известняками-ракушняками с частыми прослоями спонголитов в верхней части (Березовская, Деминская, Чуэльская площади) и песчаниками, слабо сцементированными, разнозернистыми, иногда переходящими в алевролит или гравелит и конгломерат. Обе разновидности пород на крыльях ряда структур разделяются прослоями аргиллито-глинистых пород. Газ заполняет коллектор в сводовой и присводовой частях поднятий и подпирается подошвенными водами приконтурной зоны. Газо-водяной контакт практически горизонтальный.

В пределах Березовской группы газовых месторождений на 70—150 *м* выше вогулкинской пачки в нижней части готерив-барремских отложений имеется второй газосодержащий горизонт мощностью до

http://jurassic.ru/

42 *м*. В восточном и южном направлениях от пос. Березово этот горизонт постепенно замещается глинистыми породами. В пределах Березовской группы месторождений готерив-барремский газоносный горизонт представлен чередующимися мелкозернистыми песчаниками, алевролитами и аргиллитами с прослоями известняков.

Газовые залежи, связанные с этим горизонтом, встречены в пределах Деминской, Южно- и Северо-Алясовских структур. Газонасыщена только самая верхняя часть горизонта мощностью не более 6 *м*. Залежи относятся к типу пластовых сводовых. По размеру они незначительны.

В Березовско-Игрим-Шухтунгортском районе из 15 открытых газовых месторождений пять приурочено к Алясовскому валу, пять — к Игримскому и одно — к Шухтунгортскому. Остальные месторождения связаны с отдельными локальными поднятиями Березовской моноклинали.

Месторождения Алясовского вала

Алясовский вал имеет форму дуги, выгнутой на северо-запад (рис. 11). Длина его по оси равна 83 *км*, ширина 6—10 *км*. В пределах вала с запада на восток выделяются 13 локальных поднятий: Неремовское, Кочебское, Асмановское, Березовское, Деминское, Мало-Деминское, Инги-Соимское, Южно-Алясовское, Северо-Алясовское, Чебачье, Похромское, Самутнельское и Лахсынское. Южно- и Северо-Алясовские, Самутнельская и Лахсынская структуры располагаются кулисообразно по отношению друг к другу. Инги-Соимское поднятие расположено на северо-западном склоне Алясовского вала. Остальные структуры располагаются на валу четковидно. От Шаховской до Асмановской структур вал имеет северо-западное простирание, на участке от Березовской до Мало-Деминской структур северо-восточное; на восточном участке от Алясовских до Лахсынской структуры вал меняет простирание на субширотное.

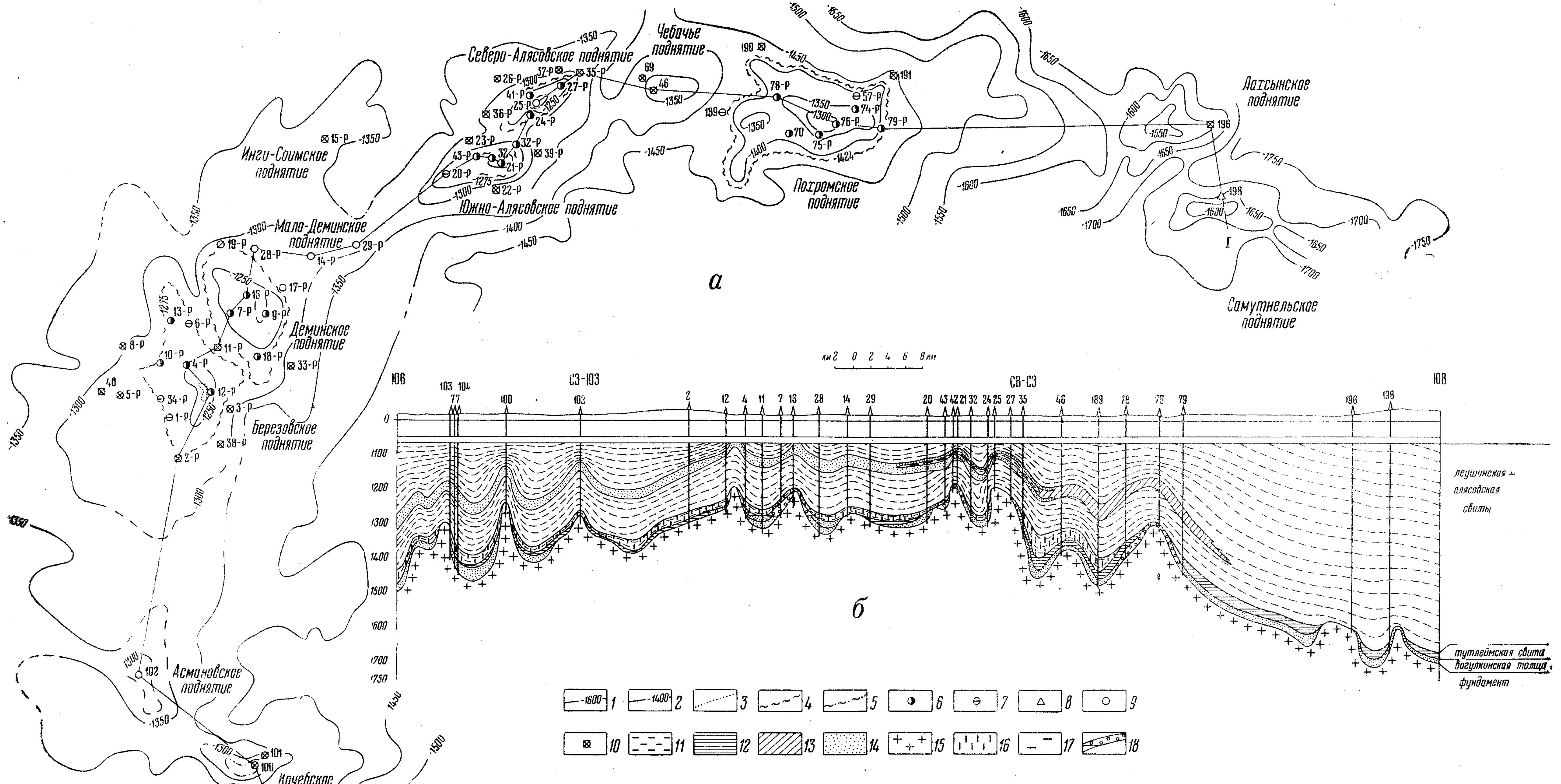
Разведочное бурение проводилось на Неремовской, Кочебской, Асмановской, Березовской, Деминской, Мало-Деминской, Инги-Соимской, Южно- и Северо-Алясовских, Чебачьей и Похромской площадях. В пределах Инги-Соимской, Мало-Деминской и Чебачьей структур газовых залежей не обнаружено. Неремовская, Кочебская и Асмановская структуры недоразведаны. На Березовском, Деминском, Южно- и Северо-Алясовских и Похромском поднятиях открыты промышленные газовые залежи.

Березовское месторождение открыто в 1953 г. Расположено оно в северной части пос. Березово, на левом берегу р. Северной Сосьвы, в Березовском районе Ханты-Мансийского национального округа.

Месторождение приурочено к Березовской локальной асимметричной структуре северо-западного простирания. Более крутое северо-восточное крыло имеет угол наклона 1° 36′, юго-западное 0° 35′; углы падения на периклиналях не превышают 15—30′. По кровле продуктивного пласта структура оконтуривается изогипсой —1275 *м*. Размеры ее в пределах указанной изогипсы 7,5×6 *км*, амплитуда 28 *м*.

Структура изучена с помощью площадной сейсморазведки, колонковых скважин и глубокого разведочного бурения. Всего на площади пробурено 13 глубоких скважин глубиной от 1287 до 1428 *м* общим метражом 18 816 *м*. Месторождение закончено разведкой в 1958 г. Скважинами на глубине 1282—1354 *м* встречены породы фундамента, представленные гранито-гнейсами. На их коре выветривания с раз-

http://jurassic.ru/



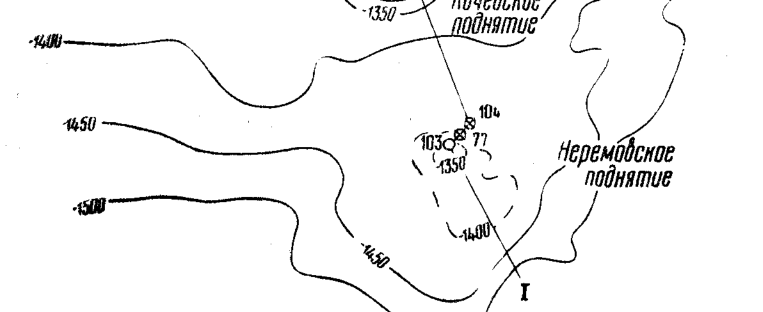


Рис. 11. Газовые месторождения Алясовского вала

а — структурная карта по кровле продуктивного горизонта; *б* — разрез по линии I—I. *1* — изогипсы по кровле продуктивного горизонта; *2* — изогипсы по поверхности фундамента; *3* — линия выклинивания продуктивного горизонта; *4* — внешний контур газоносности; *5* — предполагаемая линия внешнего контура газоносности; скважины: *6* — давшие промышленные притоки газа, *7* — вскрывшие контакт газ— вода, *8* — давшие непромышленные притоки газа, *9* — «сухие», *10* — давшие воду из продуктивного горизонта и неопробованные; *11* — аргиллиты; *12* — битуминозные аргиллиты; *13* — алевролиты; *14* — песчаники; *15* — фундамент; *16* — включения и прослойки сидеритов; *17* — углистый детрит; *18* — газовые залежи

Зак. 1106

http://jurassic.ru/

мывом залегают продуктивные отложения вогулкинской толщи, вскрытые скважинами на глубине 1266—1321 *м*. Сложена эта толща песчаниками мелкозернистыми, кварц-полевошпатовыми, неравнозернистыми, плохо отсортированными в нижней части пласта и лучше отсортированными и окатанными в верхней. Песчаники содержат прослои спонголита, реже алевролита, включения глауконита, обломки толстостенных пелеципод, белемнитов. В подошве пласта нередко встречаются включения обломков пород фундамента. Перекрывается продуктивный пласт в погруженных частях структуры черными битуминозными аргиллитами тутлеймской свиты, а в своде поднятия — черными аргиллитами чуэльской пачки алясовской свиты. Коллекторские свойства пласта хорошие, открытая пористость достигает 30—32%, проницаемость 1,4—2,0 *дарси*.

Отложения вогулкинской толщи распространены на структуре неравномерно. В сводовой части поднятия мощность их составляет 3 *м* (скв. 12-Р*), на крыльях увеличиваясь до 30—39 *м* (соответственно скважины 8-Р и 13-Р). Газонасыщенная мощность составляет 3—11,3 *м*. Газо-водяной контакт горизонтальный и проходит на отметке 1275 *м*. Этаж газоносности равен 28 *м*. Промышленные притоки газа из вогулкинской толщи получены в скважинах 1-Р, 4-Р, 6-Р, 10-Р, 12-Р, 34-Р и 13-Р, при испытании которых получены газовые фонтаны с дебитами газа от 62 до 2630 тыс. $м^3$/*сутки*. Пластовое давление 125,54—129,3 *атм*. В скважинах 1-Р, 6-Р, 34-Р и 10-Р наряду с газом получено от 150 до 5000 $м^3$/*сутки воды*. Относительный удельный вес газа по воздуху 0,58—0,59; низшая теплотворная способность 8086—8276 *ккал*/$м^3$; в газе отмечается присутствие небольшого количества конденсата.

Площадь газоносности месторождения 25,5 $км^2$. Запасы газа рассмотрены ГКЗ и утверждены в количестве 3704 млн. $м^3$ по кат. A_2 и 489 млн. $м^3$ по кат. C_1.

Деминское месторождение открыто в 1955 г. Месторождение расположено в 7 *км* северо-восточнее Березовского и приурочено к одноименной структуре, выявленной с помощью площадной сейсморазведки, колонкового и глубокого бурения. Простирание структуры северо-западное, длина в пределах оконтуривающей изогипсы (—1275 *м*) 8 *км*, ширина 4,5 *км*, амплитуда 70 *м*. Северо-восточное крыло более крутое (2° 15′), чем юго-западное (1° 18′).

Разведочное бурение на Деминской структуре проводилось одновременно с Березовской. Всего на площади пробурено девять скважин глубиной от 1234 до 1387 *м* общим метражом 13 171 *м*. Месторождение закончено разведкой в 1958 г. Палеозойский фундамент вскрыт скважинами на глубине 1221—1356 *м* и представлен гранитами мелкокристаллическими, гранит-аплитами и гранодиоритами. На крыльях структуры породы фундамента покрыты корой выветривания. На фундаменте или коре выветривания с размывом залегают базальные песчаники вогулкинской толщи, являющиеся основным продуктивным горизонтом Деминского месторождения. Продуктивный горизонт вскрыт на глубине 1219—1342 *м*. Его литологический состав и особенности те же, что и на Березовской площади. Перекрывается продуктивный пласт глинистыми породами алясовской свиты.

По коллекторским свойствам породы равноценны песчаникам продуктивного пласта Березовской площади. Открытая пористость газо-

* В скв. 12-Р проницаемый газоносный пласт отделен от фундамента пластом глинистых пород мощностью 5 *м*. По литологии проницаемый пласт отличается от пород вогулкинской толщи более тонким составом и темным цветом. Г. К. Боярских предполагает наличие в этом пласте самостоятельной залежи, изолированной от основного продуктивного горизонта вогулкинской толщи.

http://jurassic.ru/

насыщенной части коллектора в среднем равна 26,2—27,9%, проницаемость 1000—1860 *мдарси* (в одном образце 5382 *мдарси*). Мощность вогулкинской толщи в сводовой части поднятия 2—2,5 *м*, а на крыльях увеличивается до 37—43 *м*. Эффективная газонасыщенная мощность достигает 20 *м* (скв. 7-Р).

Газовая залежь занимает сводовую и присводовую части поднятия. Газо-водяной контакт подсечен скв. 19-Р и проводится на глубине 1275 *м*. Этаж газоносности месторождения равен 70 *м*. Из девяти пробуренных на Деминской структуре скважин промышленные притоки газа получены в четырех (7-Р, 9-Р, 16-Р, 18-Р). Дебит газа равен 127,5—3200тыс. $м^3$*/сутки*. В скв. 28-Р получено 9 тыс. $м^3$*/сутки* газа и 720 $м^3$*/сутки* воды. Пластовое давление, так же как и на Березовском месторождении, близко к гидростатическому и составляет 125,2—128,0 *атм*. Площадь газоносности равна 25 $км^2$. Запасы газа в вогулкинской толще рассмотрены и утверждены ГКЗ в количестве 2870 млн. $м^3$ по кат. $А_2$, 2490 млн. $м^3$ по кат. В и 530 млн. $м^3$ по кат. $С_1$.

На Деминском месторождении имеется второй газоносный горизонт, приуроченный к отложениям готерив-баррема. Литологически он представлен чередующимися мелкозернистыми песчаниками с алевролитами и аргиллитами суммарной мощностью 28—42 *м*. Открытая пористость песчаников равна 20—26%, проницаемость до 94 *мдарси*. Газом насыщена только самая верхняя часть горизонта мощностью 5,0 *м* (скв. 9-Р). От вогулкинской толщи готерив-барремский газоносный горизонт отделен глинистыми породами алясовской свиты мощностью 106—160 *м*. Готерив-барремский горизонт вскрывается скважинами на глубине 1083—1146 *м*.

Залежь является пластовой сводовой. Газо-водяной контакт проходит на отметке —1077 *м*. Этаж газоносности 9 *м*. Приток газа из готерив-барремского пласта на Деминском месторождении получен только в скв. 9-Р (40 тыс. $м^3$*/сутки* газа, 35,34 $м^3$*/сутки* воды). Статическое давление на устье скважины равно 91,5 *атм*. Площадь газоносности по готерив-барремскому горизонту равна 5 $км^2$. Запасы газа утверждены ГКЗ в количестве 110 млн. $м^3$ по кат. $С_1$.

Состав газа, полученного из обоих продуктивных пластов, сходен. Удельный вес газа по воздуху 0,58. Низшая теплотворная способность 8300 *ккал*/$м^3$. Газ содержит небольшое количество конденсата, который на Березовском и Деминском месторождениях отмечен при фонтанировании скважин 4-Р, 7-Р, 9-Р, где он в виде светло-желтоватой и желтовато-коричневой эмульсии просачивался через резьбовые соединения труб газоотвода, придавая молочно-белый оттенок фонтанирующей газовой струе. Конденсат имеет удельный вес 0,835, вязкость при 20° 3 *сантистокса*. Состоит в основном из керосиновых и соляровых фракций. Начальная температура кипения 90—140°. В нем весьма мало серы (0,04%), а также отмечается небольшое количество смол и асфальтенов. Количество конденсата невелико и не превышает 10 $см^3$ на 1 $м^3$ газа.

Деминская и Березовская структуры по кровле вогулкинской толщи окаймляются общей изогипсой —1300 *м*, образуя единую замкнутую более крупную структуру площадью 146 $км^2$. Возможно, изогипса —1300 *м* окаймляет также Мало-Деминскую структуру, расположенную северо-восточнее Деминской. В этом случае общая площадь замкнутой структуры составляет 153 $км^2$.

Южно-Алясовское месторождение открыто в 1956 г. Оно расположено северо-восточнее Деминского, в 23 *км* к северо-востоку от пос. Березово.

http://jurassic.ru/

Месторождение приурочено к одноименной локальной структуре, которая выявлена площадной сейсморазведкой и подтверждена глубоким бурением. Структура представляет собой брахиантиклинальное поднятие субширотного простирания, оконтуренное по кровле вогулкинской толщи изогипсой —1275 *м,* длиной 6,5 *км,* шириной 3 *км.* Амплитуда поднятия 120 *м.* Наиболее крутое южное крыло характеризуется углами падения до 5°, северное 4°; на периклиналях углы падения составляют 1° 30′ (на западе) и 3° 20′ (на востоке).

На месторождении пробурено восемь разведочных скважин глубиной от 1226 до 1445 *м* общим метражом 10 581 *м.* Палеозойский фундамент вскрыт на глубине 1203—1407 *м* и представлен в основном гранитами, по которым на крыльях структуры развита кора выветривания мощностью до 10 *м.*

На породах фундамента, а местами на коре выветривания, залегают породы вогулкинской толщи, вскрытые на глубине 1195—1348 *м,* представленные песчаниками светло-серыми и серыми, разнозернистыми, с тонкими прослоями алевролитов, реже спонголитов. В отличие от Березовско-Деминской площади в самой верхней части вогулкинской толщи наблюдаются прослои рыхлых органогенно-обломочных известняков, состоящих из битой ракуши пелеципод, обломков раздробленного плотного спонголита и кристаллических пород. Песчаники характеризуются непостоянством состава и размеров обломочного материала, а также разной степенью окатанности. По вещественному составу песчаники полевошпатово-кварцевые, реже кварцевые с включениями глауконита, пирита, слюды. Отсортированность материала различная: кроме мелкозернистых разностей присутствуют разно-, средне- и грубозернистые песчаники до гравелитов. Окатанность зерен неравномерная — наряду с хорошо и полуокатанными зернами встречаются остроугольные обломки. Отложения вогулкинской толщи перекрываются глинистыми породами алясовской свиты.

Лучшими коллекторами являются песчаники и известняки-ракушняки. Открытая пористость их в среднем составляет 25—30%, проницаемость параллельно напластованию обычно исчисляется единицами дарси, достигая в отдельных случаях 27 *дарси.* Прослои пород с низкими коллекторскими свойствами имеют, как правило, незначительную мощность.

Мощность вогулкинской толщи изменяется по площади от 0 до 47 *м.* Газонасыщенная часть равна 4—17 *м.* Нижележащие породы коры выветривания до некоторой степени также являются коллекторами для газа. По небольшому количеству образцов открытая пористость их составляет 6—17%, а проницаемость 0,2—0,7 *мдарси.* Трещиноватость пород фундамента не изучена и вполне вероятно, что данные по проницаемости занижены.

Газонасыщенность песчаников составляет 90%, пород коры выветривания 74%. Из восьми пробуренных на площади скважин газ получен в трех (21-Р, 42-Р и 43-Р). Дебиты газа составили 1407—1701 тыс. $м^3$/*сутки,* при пластовом давлении 126,2—128,8 *атм.* При испытании в скв. 42-Р пород коры выветривания (в зоне отсутствия песчаного пласта) получен фонтан газа с дебитом 43,15 тыс. $м^3$/*сутки.* Газовая залежь расположена в сводовой и присводовой частях поднятия. Газо-водяной контакт определен на отметке —1245,8 *м* и является практически горизонтальным. Этаж газоносности равен 56 *м.* Газоносная площадь в вогулкинской толще равна 5,91 $км^2$. Запасы газа рассмотрены ГКЗ и утверждены в количестве 2236 млн. $м^3$ по кат. В.

На описываемом месторождении имеется второй газоносный горизонт в отложениях гатерив-баррема, который вскрывается на глубине

http://jurassic.ru/

1095—1165 *м*. От вогулкинской толщи этот горизонт отделен глинистыми породами алясовской свиты мощностью 69—147 *м*. Литологический состав второго продуктивного горизонта Южно-Алясовского месторождения такой же, как и в пределах Деминской площади.

Открытая пористость песчано-алевролитовых пород 10—20%, в отдельных случаях до 27%, проницаемость параллельно напластованию изменяется от десятых долей до 13,4 *мдарси*. Общая мощность нижней песчано-алевролитовой пачки готерив-баррема на площади составляет 29—33 *м*, газонасыщенная часть 6 *м*.

При испытании готерив-барремского горизонта на Южно-Алясовской площади (скв. 21, интервал перфорации 1094—1097 *м*) получен газ с дебитом 63 тыс. *м*³/*сутки* при пластовом давлении 112 *атм*. Газоводяной контакт определен на отметке —1088 *м*. Этаж газоносности равен 6 *м*. Газоносная площадь 0,75 *км*². Запасы газа разведаны по кат. C_1, рассмотрены и утверждены ГКЗ в количестве 12,0 млн. *м*³.

Состав газа продуктивных горизонтов в вогулкинской толще и готерив-барремских отложениях идентичен. Химические анализы газа приведены в табл. 8. Удельный вес газа по воздуху 0,59, низшая теплотворная способность 8300 *ккал*/*м*³.

Северо-Алясовское месторождение открыто в 1956 г. Расположено в 5 *км* северо-восточнее Южно-Алясовской структуры и приурочено к одноименному локальному поднятию, отделенному от Южно-Алясовского месторождения небольшим прогибом амплитудой ~40 *м*.

Северо-Алясовское поднятие по кровле вогулкинской толщи оконтуривается изогипсой —1275 *м* и имеет размеры 6×2 *км*. Амплитуда структуры 120 *м*, простирание субширотное, южное крыло более крутое (7°); на северном крыле углы падения не превышают 3°. Структура выявлена с помощью площадной сейсморазведки и подтверждена глубоким бурением. На площади пробурено восемь скважин глубиной 1214—1413 *м*, общим метражом 10 529 *м*. Породы палеозойского фундамента вскрыты на глубине 1195,6—1376 *м* и представлены гранитами. По породам фундамента развита кора выветривания мощностью до 19 *м* на крыльях структуры. В своде выступа фундамента кора выветривания отсутствует.

На коре выветривания или непосредственно на породах фундамента залегает продуктивный горизонт вогулкинской толщи, вскрытой скважинами на глубине 1234—1345 *м*. Литологический состав вогулкинской толщи аналогичен Южно-Алясовской площади. Вогулкинская толща, так же как и на Южно-Алясовском месторождении, перекрывается глинистыми породами алясовской свиты. Коллекторские свойства пород вогулкинской толщи хорошие и характеризуются теми же параметрами, что и на Южно-Алясовском поднятии. Газонасыщенность пород составляет 0,94—0,96%. Общая мощность продуктивного горизонта (вогулкинская толща) по площади изменяется от 0 до 25 *м*, газонасыщенная часть составляет 0—5,9 *м*. Газонасыщены также рыхлые и трещиноватые породы коры выветривания и фундамента, подстилающие продуктивный пласт.

Промышленные притоки газа получены в трех скважинах (24-Р, 27-Р, 41-Р) с дебитом 700—4794 тыс. *м*³/*сутки*, при пластовом давлении 125,7—130,85 *атм*. Газовая залежь занимает сводовую и присводовую части поднятия. Газо-водяной контакт определен на отметке —1275 *м* (скв. 24), т. е. на 31 *м* ниже Южно-Алясовского месторождения. Этаж газоносности равен 95 *м*.* Площадь газоносности составляет 6,8 *км*².

* В сводовой скважине 25-Р вогулкинская толща отсутствует, а из фундамента притока газа не получено. Поэтому этаж газоносности равен не 95 *м*, а 80 *м*.

http://jurassic.ru/

Запасы газа рассмотрены ГКЗ и утверждены в количестве 1502 млн. *м*³ по кат. В.

Северо-Алясовское месторождение является двухпластовым. Второй продуктивный горизонт приурочен к отложениям готерив-баррема и вскрыт скважинами на глубине 1101—1151 *м*. Он представлен двумя песчаными пластами мощностью 3—10 *м*, разделенными глинистым пластом мощностью 13—15 *м*. Общая мощность пласта 26—33 *м*. Коллекторские свойства пластов такие же, как и на Южно-Алясовской площади, коэффициент газонасыщенности 0,33. Промышленный газ получен в скв. 23-Р в обоих песчаных пластах. В верхнем пласте (интервал 1101—1105 *м*) дебит газа равен 17,78 тыс. *м*³, при пластовом давлении ~100,2 *атм*. Газом насыщена верхняя часть пласта мощностью 2,2 *м*. В нижнем пласте (интервал 1116—1128 *м*) готерив-барремского горизонта дебит газа 31,62 тыс. *м*³, при пластовом давлении 116,6 *атм*. Газом насыщена верхняя часть пласта мощностью 4 *м*.

Обе газовые залежи являются пластовыми сводовыми. Газо-водяной контакт, по данным скв. 25-Р, отбивается на отметках —1088 и —1101 *м*. Этаж газоносности равен 18 *м*. Площадь газоносности 2,8 *км*². Запасы газа утверждены ГКЗ в количестве 92 млн. *м*³ по кат. C_1.

Природный газ, полученный из готерив-барремских отложений и из вогулкинской толщи, по составу сходен. Удельный вес газа по воздуху 0,57. Низшая теплотворная способность 8700 *ккал/м*³. На Северо-Алясовском месторождении при фонтанировании скв. 41-Р (вогулкинский газоносный горизонт) наблюдалось выделение небольшого количества бесцветного конденсата удельного веса 0,82. Начало кипения его 160°. Содержание бензиновых фракций 45%. Количество конденсата ориентировочно не превышает 10 *см*³ на 1 *м*³ газа.

Южно- и Северо-Алясовские месторождения по кровле вогулкинской толщи оконтуриваются общей изогипсой —1300 *м*. Площадь этого объединенного поднятия 29,0 *км*². От Березовско-Деминской структуры объединенное Алясовское поднятие отделяется незначительным прогибом с амплитудой около 20 *м*.

Похромское месторождение расположено в 40 *км* к северо-востоку от Березовского месторождения, между Малой и Большой Обью. Открыто оно в 1960 г.

Тектонически Похромская площадь представляет собой брахиантиклинальную структуру широтного простирания, выявленную сейсморазведочными работами и разведанную глубоким бурением. Размеры складки внутри оконтуривающей изогипсы —1440 *м* (по кровле продуктивного пласта) 10,5×5,5 *км*, амплитуда 145 *м*.

На площади пробурено десять скважин глубиной 1336—1535 *м*. Фундамент представлен биотитовыми гранитами и лишь в скважинах 190-Р и 75-Р вскрыты гнейсы. Верхняя часть пород фундамента превращена в кору выветривания, которая в сводовой части размыта, а на крыльях имеет мощность 53 *м*. На коре выветривания или непосредственно на породах фундамента залегают базальные отложения вогулкинской толщи, представленные в основном двумя разновидностями пород: слабо сцементированными органогенно-детритусовыми известняками, переходящими вниз по разрезу в песчаник серый, разнозернистый, слабо сцементированный, с прослоями гравелитов и спонголитов. В основании разреза встречаются включения обломков изверженных пород. Перекрывается вогулкинская толща аргиллитами тутлеймской, а в сводовой части — алясовской свит.

Коллекторские свойства пород вогулкинской толщи хорошие. Открытая пористость в среднем равна 15—28%, проницаемость до

http://jurassic.ru/

1640 *мдарси*. Коэффициент газонасыщенности, по электрокаротажным данным, 80—93%. Коллекторами являются и подстилающие породы коры выветривания. Их средняя открытая пористость составляет 15%, газонасыщенность 72%.

Продуктивные отложения вогулкинской толщи вскрыты на глубине 1312—1461 *м*. Мощность их по площади изменяется от 4 до 53 *м*. В сводовой и присводовой частях поднятия пласт полностью газонасыщен. Газонасыщенная мощность его 4—53 *м*. Плоскость газо-водяного контакта определена на отметке —1424 *м*. Этаж газоносности равен 129 *м*.

Из десяти пробуренных скважин три оказались законтурными и семь газовыми. Дебит газа в них составил 947,6—5460 *м³/сутки*, при пластовом давлении 145,0—148,9 *атм*. Месторождение разведкой не закончено. По предварительным подсчетам, площадь газоносности составляет 58 *км²*. Запасы газа по кат. $A+B+C_1$ составляют 25,5 млрд. *м³*.

Месторождения Игримского вала

Игримский вал имеет северо-восточное простирание. Длина его 60 *км*, ширина 5—20 *км*. Северо-восточное окончание вала резкое, линейное, юго-западная периклиналь изометричная. В пределах вала с северо-запада на юго-восток выделяются следующие локальные поднятия (рис. 12): Северо-Игримское, Южно-Игримское, Пауль-Турское, Ахтын-Турское, Нулин-Турское, Сысконсыньинское, Турпат-Инсокеское, Пальхос-Турское, Таежное и Яны-Хульпинское. Северо- и Южно-Игримское, Пауль-Турское, Ахтын-Турское и Нулин-Турское поднятия по кровле вогулкинской толщи окаймляются изогипсой —1650 *м*, образуя Игримскую группу локальных структур. Пальхос-Турское, Сысконсыньинское, Турпат-Инсокеское, Таежное и Яны-Хульпинское поднятия по кровле вогулкинской толщи оконтуриваются изогипсой —1600 *м* и объединяются в Сысконсыньинскую группу локальных структур.

Разведочное бурение проводилось в пределах Игримских, Пауль-Турской, Нулин-Турской и Сысконсыньинской структур. На всех указанных площадях открыты газовые месторождения.

Северо-Игримское месторождение открыто в 1959 г. Расположено в 95 *км* к юго-западу от пос. Березово, на правом берегу р. Северная Сосьва и приурочено к локальному поднятию одноименного названия.

Северо-Игримская структура представляет собой брахиантиклиналь северо-восточного простирания, оконтуренную по кровле вогулкинской пачки изолинией —1620 *м*. В пределах этой изолинии размер структуры 7,5×3 *км*, амплитуда 68 *м*, углы падения на крыльях 2—4° 53′, на периклиналях 1° 41′ — 1° 55′.

В пределах Северо-Игримского месторождения пробурено 11 скважин глубиной 1583—1755 *м*. Палеозойский фундамент вскрыт на глубине 1572—1732 *м* и представлен плагиоклазовыми и спилит-плагиоклазовыми порфиритами и их туфами. Присутствует кора выветривания мощностью до 25 *м*, распространенная только на склонах выступа фундамента и отсутствующая на его вершине.

На породах фундамента в крыльевых частях Северо-Игримского поднятия залегают отложения тюменской свиты мощностью до 21 *м* (скв. 119-Р). На отложениях тюменской свиты, а в присводовых частях структур непосредственно на породах фундамента, залегает вогулкинская толща, вскрытая на глубине 1600—1660 *м*.

http://jurassic.ru/

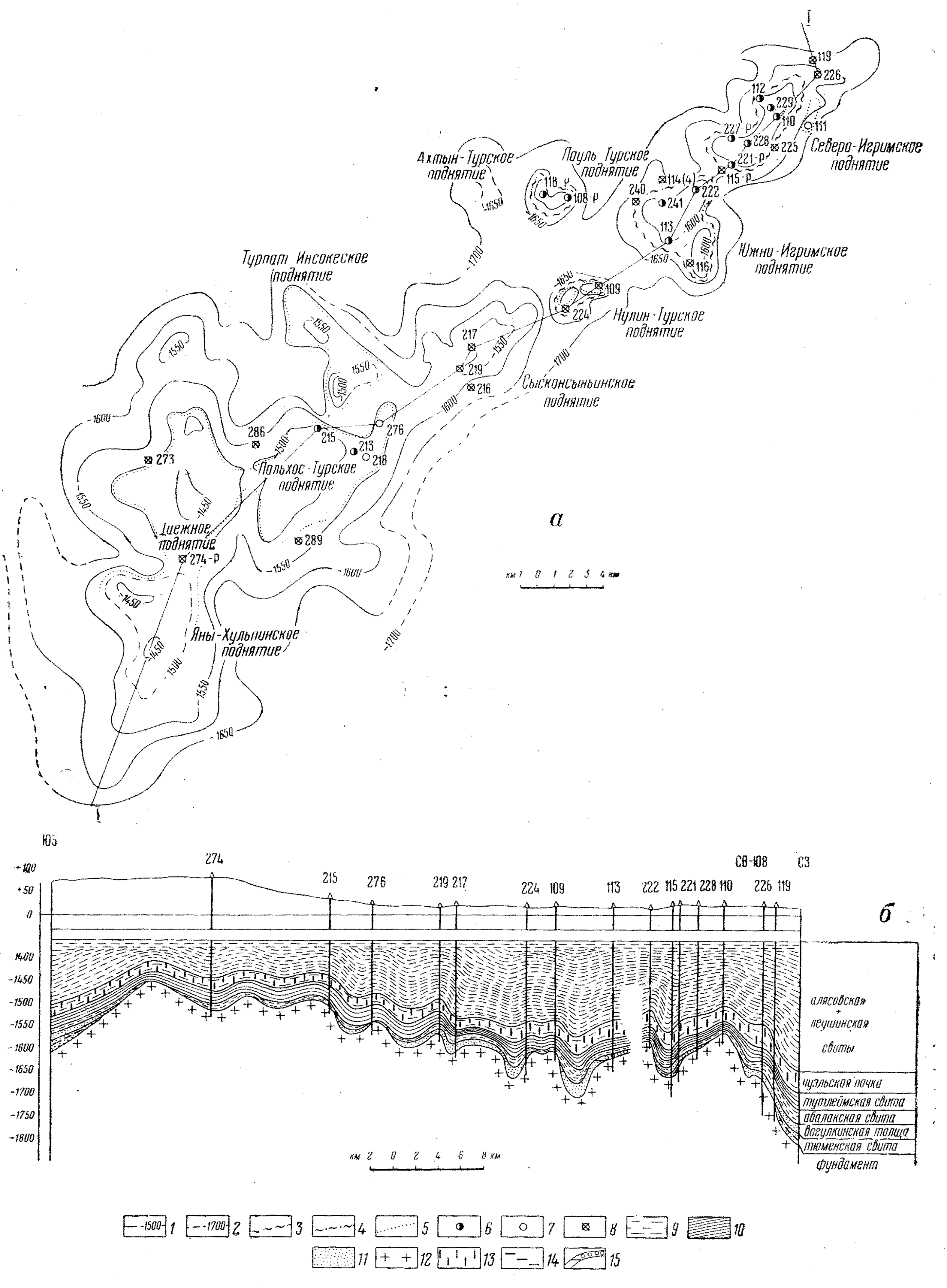


Рис. 12. Газовые месторождения Игримского вала

а — структурная карта по кровле продуктивного горизонта; *б* — разрез по линии I—I. *1* — изогипсы по кровле продуктивного горизонта или фундамента; *2* — то же предполагаемые; *3* — линия внешнего контура газ—вода; *4* — то же предполагаемая; *5* — линия выклинивания продуктивного горизонта; скважины: *6* — давшие промышленные притоки газа, *7* — «сухие», *8* — давшие воду и неопробованные; *9* — аргиллиты; *10* — битуминозные аргиллиты; *11* — песчаники; *12* — фундамент; *13* — включения и прослойки сидеритов; *14* — включения углистого детрита; *15* — газовые залежи

http://jurassic.ru/

Литологически вогулкинская толща в пределах Северо-Игримского месторождения отчетливо разделяется на две пачки. Нижняя представлена мелкозернистыми, полимиктовыми песчаниками с включениями углистого детрита, с обломками белемнитов и аммонитов. Верхняя пачка представлена органогенно-обломочными ракушняками, слабо сцементированными, состоящими из обломков раковин пелеципод, гастропод и фораминифер, которые иногда составляют 60—65% от объема породы. Встречаются прослои гравелитов. Общая мощность вогулкинской толщи колеблется от 0 до 26 *м*, эффективная мощность имеет ту же величину, газонасыщенная мощность 11,1—21,5 *м*. Вогулкинская толща перекрывается глинистыми породами абалакской свиты, которые в своде структуры залегают непосредственно на фундаменте.

Газовая залежь приурочена к отложениям вогулкинской толщи. Из 11 пробуренных скважин промышленные притоки газа получены в скважинах 110-Р, 112-Р, 228-Р, 229-Р, 221-Р и 227-Р. Дебиты скважин колеблются от 1000 до 5932 тыс. *м³/сутки*, при пластовом давлении 167,6—169,6 *атм*. В скв. 110-Р промышленный газ получен из верхней трещиноватой зоны фундамента мощностью 2 *м*. Дебит газа 655 тыс. *м³/сутки*; пластовое давление 167,6 *атм*. Газо-водяной контакт проходит на отметке —1618,0 *м*. Соответственно этаж газоносности равен 66,0 *м*. Площадь газоносности 21 *км²*.

При фонтанировании скважин отмечалось появление небольшого количества воды с конденсатом. Конденсат бесцветный. Дебит конденсата на Северо-Игримской площади определен в скв. 228-Р и составил 13,8 *см³* на 1 *м³* газа.

Северо-Игримское месторождение закончено разведкой. Запасы газа утверждены ГКЗ по кат. В в размере 5577 млн. *м³*, по кат. C_1 767 млн. *м³*.

Южно-Игримское месторождение открыто в 1961 г. Расположено непосредственно к юго-западу от Северо-Игримского, отделяясь от последнего небольшим прогибом с амплитудой около 20 *м*.

Месторождение приурочено к локальному поднятию одноименного названия, северо-восточного простирания размером 6×6 *км*. Структура по кровле вогулкинской толщи окаймляется изогипсой —1620 *м*. Амплитуда ее 60 *м*, углы падения на крыльях 2° 18′—6° 49′. В пределах структуры выделяется два небольших осложнения, оконтуренных изолиниями —1600 *м*. На структуре пробурено семь скважин глубиной 1602—1613 *м*. Палеозойский фундамент вскрыт на глубине 1578—1692 *м* и представлен тем же комплексом пород, что и в пределах Северо-Игримской площади. В скв. 113-Р вскрыты роговообманковые диориты.

Газовая залежь приурочена к базальным отложениям вогулкинской толщи, литологический состав которой аналогичен Северо-Игримскому месторождению. Кровля вогулкинской толщи вскрыта на глубине 1582—1650 *м*. Мощность толщи изменяется от 5 *м* в своде до 25,6 *м* на крыльях. Газонасыщенная мощность составляет 5—25,6 *м*. Промышленные притоки газа получены в скважинах 222-Р, 13-Р, 241-Р, 116-Р и 117-Р; дебит газа равен 715,5 тыс. *м³/сутки*, пластовое давление 170,1 *атм*. Газо-водяной контакт проводится на отметке —1622 *м*. Этаж газоносности равен 53 *м*, величина газонасыщенной площади 25 *км²*. Разведка Южно-Игримского месторождения закончена. Запасы утверждены ГКЗ по кат. В 7114 млн. *м³*, кат. C_1 1844 млн. *м³*.

Северо- и Южно-Игримское поднятия по кровле вогулкинской толщи оконтуриваются изогипсой —1650 *м*. В пределах этой изогипсы

http://jurassic.ru/

размер объединенного Игримского поднятия равен 15×3 *км,* площадь его 67,5 *км*².

Пауль-Турское месторождение открыто в 1960 г. Находится в 5 *км* к западу от Южно-Игримской структуры, от которой оно отделено прогибом с амплитудой 50 *м*, и приурочено к одноименному поднятию. По кровле вогулкинской толщи Пауль-Турское поднятие имеет изометричную форму, оконтуривается изогипсой —1650 *м*. Размер его 2,5×3 *км,* площадь 9,5 *км*², амплитуда 77 *м*.

В пределах месторождения пробурено три скважины глубиной 1630—1730 *м*. Фундамент вкрыт на глубине 1610—1715 *м* и представлен глинистыми и глинисто-карбонатными сланцами. На южном склоне структуры в скв. 230-Р на породах фундамента залегают осадки тюменской свиты, а в сводовой части — песчаники вогулкинской толщи мощностью 6—10 *м*. Отложения вогулкинской толщи перекрываются глинистыми породами абалакской свиты. Газ приурочен к осадкам вогулкинской толщи, которая вскрыта на глубине 1600—1607 *м*. По литологическому составу и коллекторским свойствам вогулкинская толща аналогична Игримским месторождениям.

Промышленные притоки газа получены в скважинах 108-Р и 118-Р с дебитом 264,0—108,0 тыс. *м*³/*сутки*. Пластовое давление равно 160,94—162,0 *атм*. Положение контакта газ — вода точно не определено. Этаж газоносности 5—6 *м*. Газовая залежь сводовая пластовая. Запасы газа утверждены ГКЗ в количестве 1387 млн. *м*³ по кат. C_1.

Нулин-Турское месторождение открыто в 1961 г. Оно расположено в 4 *км* к юго-западу от Южно-Игримского и приурочено к локальной структуре одноименного названия.

Нулин-Турское поднятие выявлено сейсморазведочными работами в 1959 г. Оно представляет собой слегка вытянутую в северо-восточном направлении изометричную структуру, оконтуренную по кровле вогулкинской толщи изогипсой —1650 *м*. Размер поднятия 2,2×4,5 *км*. площадь 7,5 *км*², амплитуда 50 *м*. На своде поднятия имеется два структурных осложнения, оконтуренных изогипсой —1600 *м*.

В пределах Нулин-Турского месторождения пробурено две скважины глубиной 1636—1673 *м*. Палеозойский фундамент вскрыт на глубине 1621—1660 *м* и представлен порфиритами. В пробуренных скважинах кора выветривания отсутствует.

На породах фундамента в скв. 224-Р залегает вогулкинская толща мощностью 32 *м,* вскрытая на глубине 1628 *м*. В скв. 109-Р породы фундамента перекрываются глинистыми осадками абалакской свиты. По геофизическим данным, предполагается отсутствие вогулкинской толщи в обоих сводовых структурных осложнениях. Контур «лысой» части несколько смещен и заходит на северо-западное крыло современного выступа фундамента. Газовая залежь приурочена к породам вогулкинской толщи.

На 1/VI 1962 г. скв. 224-Р, где по электрокаротажным диаграммам отмечается наличие газовой залежи, законсервирована и не испытывалась. Месторождение находится в разведке. Положение контакта газ—вода определено по отметке минус 1615—1620 *м*. Запасы газа утверждены ГКЗ в количестве 1367 млн. *м*³ по кат. C_1.

Состав газа по Игримской группе месторождений примерно одинаков.

Сысконсыньинское месторождение открыто в 1961 г. Оно расположено на юго-западном окончании Игримского вала, на расстоянии 20 *км* к юго-западу от Южно-Игримского месторождения.

Оконтуривается изогипсой —1600 *м* и представляет собой группу поднятий северо-восточного простирания размером 16×32 *км,* пло-

http://jurassic.ru/

щадью 350,0 *км*², с амплитудой 110—120 *м*. В пределах месторождения выделяется 5 самостоятельных локальных поднятий, оконтуренных изогипсами минус 1500—1550 *м*: Сысконсыньинское, Турпат-Инсокеское, Пальхос-Турское, Таежное и Яны-Хульпинское. Последние три структуры оконтуриваются общей изолинией —1550 *м*.

В пределах Сысконсыньинского месторождения пробурено 11 скважин глубиной 1560—1697 *м*. На Сысконсыньинской структуре пробурено три скважины, на Пальхос-Турской — шесть и на Таежной — две.

Фундамент вскрыт на глубине 1531—1655 *м* и представлен сланцами глинистыми, зеленовато-серыми и темно-серыми, часто разбитыми трещинами, и порфиритами светло-серыми и зеленовато-серыми. Верхняя часть пород фундамента выветрелая и перемятая. На ней залегает песчаный пласт вогулкинской толщи мощностью 13 *м*. Скважинами вогулкинская толща вскрыта на глубине 1568—1641 *м*. Она сложена песчаниками и алевролитами серыми и зеленовато-серыми, местами каолинизированными, с прослоями спонголитов и алевритистых глин светло-серых и темно-серых. В породе содержатся прослои и включения гравийного материала, а также включения растительных остатков. В подошве толщи встречаются каолинизированные обломки пород фундамента.

Вогулкинская толща перекрывается, так же как и на Игримских месторождениях, глинистыми отложениями абалакской свиты. Коллекторские свойства пород вогулкинской толщи изучены на этой площади слабо. По данным электрокаротажа, их открытая пористость равна 20—25%.

Распространены песчаники вогулкинской толщи на структурах неравномерно. На большой части площади в сводах локальных структур они отсутствуют. На Сысконсыньинской структуре в пробуренных скважинах (214-Р, 216-Р и 219-Р) мощность вогулкинской толщи колеблется от 4 до 14 *м*. В пределах Пальхос-Турской структуры отложения толщи на северном и северо-восточном склонах выклиниваются на абсолютных отметках минус 1550—1560 *м*, на южном склоне около минус 1500—1520 *м*. На Таежном поднятии выклинивание вогулкинской толщи намечается на отметках минус 1470—1500 *м*.

Газ получен в скважинах 286-Р, 213-Р и 215-Р на Пальхос-Турской структуре. В скв. 286-Р из отложений вогулкинской толщи дебит газа составил 919 тыс. *м³/сутки*, при пластовом давлении 165,18 *атм*. В скважинах 213-Р и 215-Р отложения вогулкинской толщи отсутствуют, и газ получен из трещиноватых пород фундамента с дебитом соответственно 186,3 тыс. *м³/сутки* и 1,3 *м³/сутки*.

Месторождение находится в разведке.

Месторождения Шухтунгортского вала

Шухтунгортский вал (рис. 13) расположен к югу от Игримского, на левом берегу р. Малой Сосьвы. Вал имеет северо-восточное простирание. По кровле вогулкинской толщи он оконтуривается изогипсой —1750 *м*. В пределах этой изолинии размеры его 15×25 *км*, амплитуда около 100 *м*.

В центральной части Шухтунгортского вала выделяется Шухтунгортская локальная структура изометричной формы, оконтуренная изогипсой —1700 *м*. Она осложнена пятью небольшими поднятиями, оконтуренными изогипсой —1650 *м*; западное поднятие называется Узюмским. В юго-западной части Шухтунгортского вала выявлено Весеннее локальное поднятие размером 4,5×6 *км*, с амплитудой 150 *м*.

http://jurassic.ru/

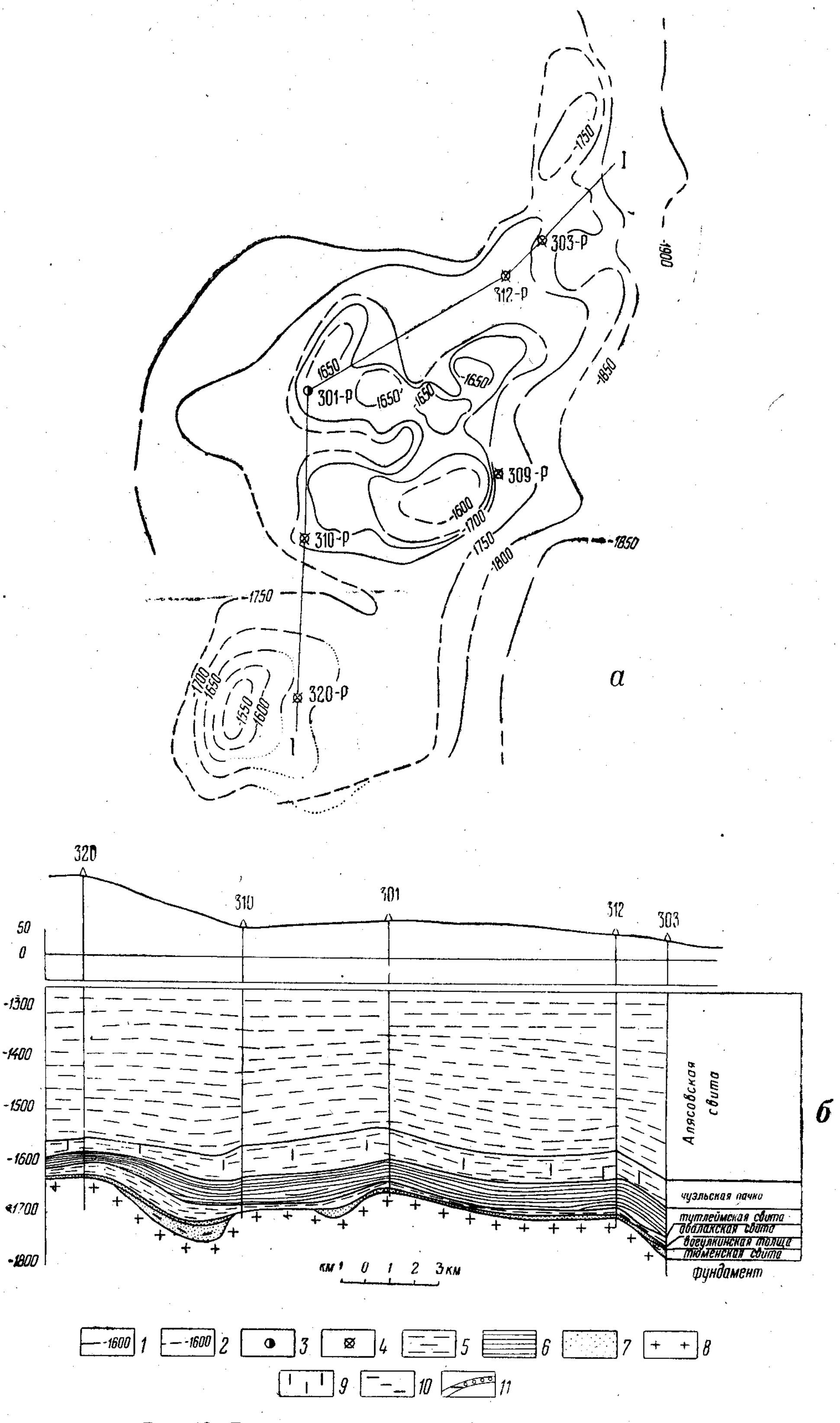


Рис. 13. Газовые месторождения Шухтунгортского вала

а — структурная карта по кровле продуктивного горизонта; *б* — разрез по линии I—I. *1* — изогипсы по кровле продуктивного горизонта или фундамента; *2* — то же предполагаемые; скважины: *3* — давшие промышленные притоки газа, *4* — давшие воду и неопробованные. *5* — аргиллиты; *6* — битуминозные аргиллиты; *7* — песчаники; *8* — фундамент; *9* — включения и прослойки сидеритов; *10* — включения углистого детрита; *11* — газовые залежи

http://jurassic.ru/

Промышленный газ пока открыт только на Узюмской площади.

Узюмское месторождение открыто в 1962 г. Приурочено к западному структурному осложнению Шухтунгортского поднятия, которое выявлено площадной сейсморазведкой, и представляет собой брахиантиклинальную структуру восточного простирания, оконтуренную изогипсой —1750 *м*. Длина структуры в пределах этой изогипсы равна 25 *км*, ширина 11 *км*, амплитуда выше 100 *м*. Структура осложнена более мелкими поднятиями.

В пределах Шухтунгортского поднятия пробурено четыре скважины с глубиной 1752—1844 *м*. Породы фундамента, представленные выветрелыми эффузивами, вскрыты на глубине 1731—1814 *м*. На них залегает слабопроницаемый пласт вогулкинской толщи, сложенный песчаником светло-серым, кварцевым, мелкозернистым, хорошо отсортированным, с прослоями конгломератов, содержащих гальку изверженных и осадочных пород (размером 1,5—2 *см*).

Вогулкинская толща перекрыта темно-серыми алевритистыми, глауконитовыми аргиллитами абалакской свиты, а в более приподнятых частях структуры битуминозными аргиллитами тутлеймской свиты и глинистыми породами алясовской свиты.

Отложения вогулкинской толщи распространены на структуре неравномерно. Максимальная мощность (10 *м*) и наилучшие коллекторские свойства зафиксированы на западном склоне в скв. 301-Р. В разрезах остальных скважин мощность вогулкинской толщи не превышает 5 *м*. Отмечается сокращение мощности и ухудшение коллекторских свойств в северном и восточном направлениях — от скв. 301-Р через скважины 312-Р, 303-Р к скв. 309-Р, расположенной на восточном крыле, где пласт-коллектор практически отсутствует.

Промышленный приток газа получен в скв. 301-Р (западное крыло; интервал перфорации 1721—1723 *м*) с дебитом 379 тыс. $м^3$/*сутки*, при пластовом давлении 174,2 *атм*. Характер месторождения еще не изучен. Возможно, здесь будет иметь место ряд отдельных залежей, приуроченных к мелким выступам фундамента. Газо-водяной контакт ориентировочно определяется на отметке —1668 *м*.

Кроме газовых месторождений, приуроченных к Алясовскому, Игримскому и Шухтунгортскому валам, в пределах Березовско-Шухтунгортского района известны отдельные месторождения, связанные с локальными структурами, расположенными непосредственно на юго-восточном склоне Северо-Сосьвинского свода (Березовская моноклиналь). К числу таких месторождений относятся Чуэльское, Тугиянское, Пунгинское и недавно открытое — Горное. Описание последнего не приводится из-за отсутствия материалов.

Чуэльское месторождение

Чуэльское месторождение открыто в 1958 г. Расположено в 45 *км* к востоку от пос. Березово, в пойме р. Большой Оби (рис. 14).

Месторождение приурочено к Чуэльской структуре, выявленной сейсморазведкой и разведанной бурением. Структура имеет форму треугольника, длинная сторона которого ориентирована на северо-запад. Северо-восточное крыло, обращенное в сторону регионального погружения пород, более крутое и характеризуется углами падения 2—2° 13′. Угол падения юго-западного крыла не превышает 1° 30′. Оконтуривается поднятие по кровле вогулкинской пачки изогипсой —1640 *м*. В пределах структуры имеется три осложнения, оконтуренные изогипсой —1600 *м*. Общий размер структуры 12×6 *км*, амплитуда 76 *м*.

http://jurassic.ru/

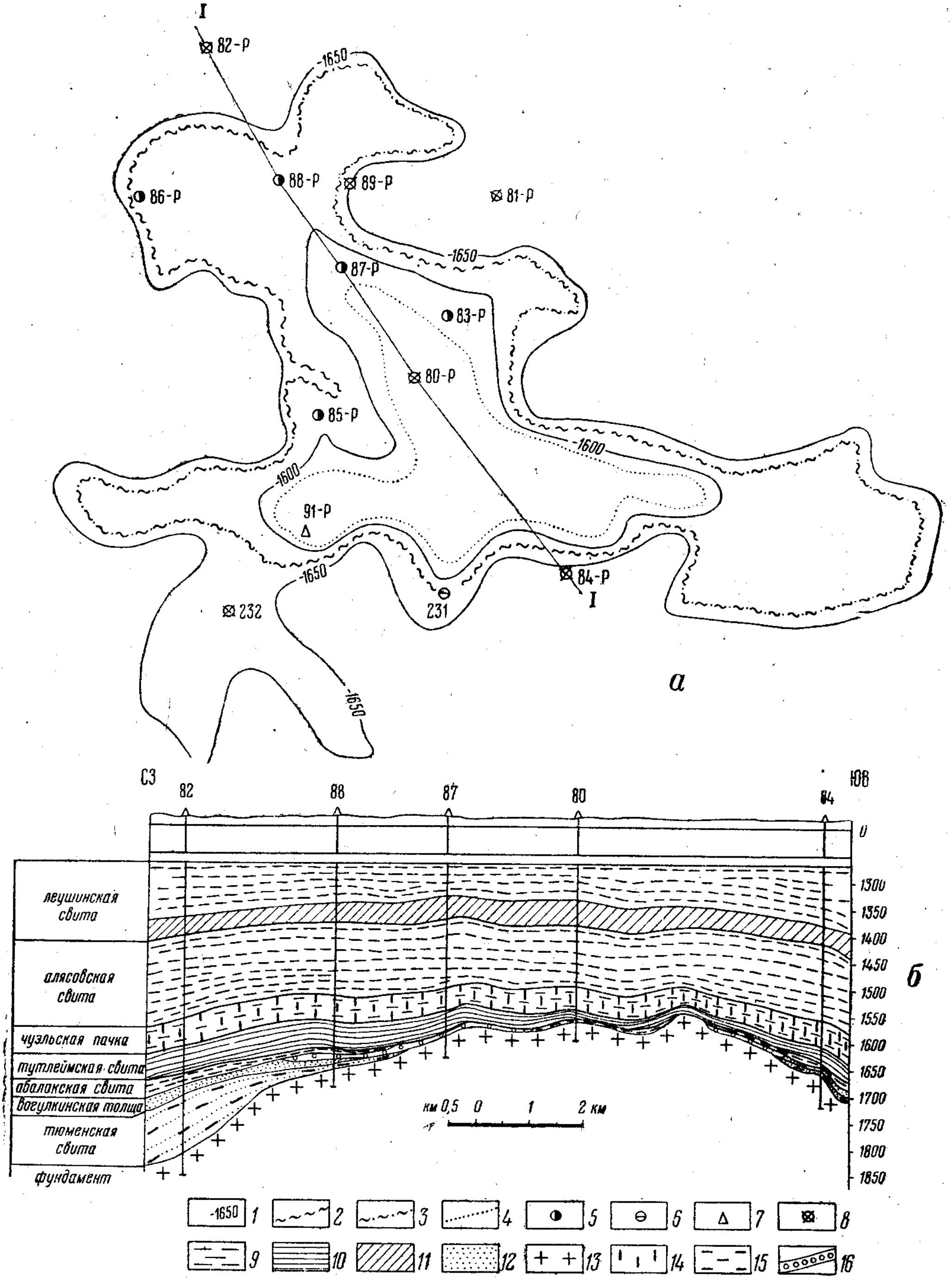


Рис. 14. Чуэльское газовое месторождение

а — структурная карта по кровле продуктивного горизонта; *б* — разрез по линии I—I. *1* — изогипсы по кровле продуктивного горизонта или фундамента; *2* — линия внешнего контура газовода; *3*—то же предполагаемая; *4* — линия выклинивания продуктивного горизонта; скважины: *5* — давшие промышленные притоки газа, *6* — вскрывшие контакт газ—вода, *7* — давшие непромышленные притоки газа, *8* — давшие воду и неопробованные, *9* — аргиллиты; *10* — битуминозные аргиллиты; *11* — алевролиты; *12* — песчаники; *13* — фундамент; *14*—включения и прослойки сидеритов; *15*—включения углистого детрита; *16* — газовые залежи

http://jurassic.ru/

На площади пробурено 15 скважин глубиной 1596—1859 *м*. Палеозойский фундамент вскрыт на глубине 1580—1828 *м* и представлен в основном гранитами; лишь на юго-западном склоне в скважинах 231-Р и 233-Р встречены гнейсы. Широко распространена кора выветривания мощностью до 74 *м*. В своде структуры кора выветривания размыта.

В присводовых частях структуры на породах коры выветривания, а в местах ее отсутствия непосредственно на фундаменте, залегает продуктивный пласт вогулкинской толщи. Скважинами он вскрыт на глубине 1602—1699 *м*. На крыльях структуры отложения вогулкинской толщи подстилаются породами тюменской свиты, которые представлены чередующимися алевролитами, песчаниками и аргиллитами. Алевролиты темно-серые, крупнозернистые и буровато-серые, глинистые. Песчаник светло-серый с буроватым оттенком, аргиллиты буровато-серые, плотные. Породы содержат включения гравийного материала и углефицированные растительные остатки. Мощность отложений тюменской свиты достигает 106 *м* (скв. 82-Р).

Вогулкинская толща перекрывается аргиллитами абалакской свиты и сложена песчаниками серыми и светло-серыми, аркозовыми, обычно мелкозернистыми, хорошо отсортированными. В подошве песчаников присутствуют прослои гравелитов. В верхней части пласта песчаники известковые и известково-глинистые, мелко- и крупнозернистые, светло-серые, содержащие прослои органогенно-обломочных известняков и спонголитов, а также включения глауконита и обломки пелеципод, аммонитов, белемнитов.

Коллекторские свойства пород вогулкинской толщи хорошие. Открытая пористость в среднем составляет 16,3—28,4%, а иногда превышает 25—30%. Проницаемость 107—880 *мдарси*. Коэффициент газонасыщенности равен 0,62—0,90.

Породы вогулкинской толщи распространены не на всей площади структуры. Они отсутствуют в сводовой части, а на крыльях мощность их достигает 26—32 *м*. Подстилающие вогулкинскую толщу песчано-алевролитовые отложения тюменской свиты гидравлически связаны с ней. Газовая залежь приурочена к песчаным породам вогулкинской толщи, газонасыщенная мощность которых изменяется от 2,4 (скв. 86-Р) до 14,6 *м* (скв. 85—Р). В своде, где породы вогулкинской толщи отсутствуют, промышленных скоплений газа нет.

Промышленные притоки газа получены в шести скважинах (85-Р, 88-Р, 83-Р, 87-Р, 86-Р, 233-Р). Дебит газа равен 658—1500 тыс. $м^3$/*сутки*, при пластовом давлении 167,2 *атм*.

Газовая залежь в виде кольца опоясывает выступ фундамента. Газо-водяной контакт находится на отметках —1630 и —1632 *м*. Этаж газоносности равен 65—67 *м* *.

Чуэльское месторождение является однопластовым и имеет сложное геологическое строение. Контур газоносности проведен в известной степени условно. Газоносная площадь равна 64 $км^2$. Запасы газа утверждены ГКЗ в количестве 3286 млн. $м^3$ по кат. В, 4208 млн. $м^3$ по кат. C_1 и 3702 млн. $м^3$ по кат. C_2.

Природный газ Чуэльского месторождения по составу сходен с газом Игримских месторождений. Удельный вес газа по воздуху 0,57—0,58; низшая теплотворная способность 8329—9761 *ккал*/$м^3$. Газ содержит небольшое количество бесцветного, обладающего запахом бензина конденсата, который горит слабокоптящим пламенем. Удель-

* Данные приведены с учетом сводовых скважин 80-Р и 92-Р, где газа не получено (без учета этих скважин 55—57 *м*).

http://jurassic.ru/

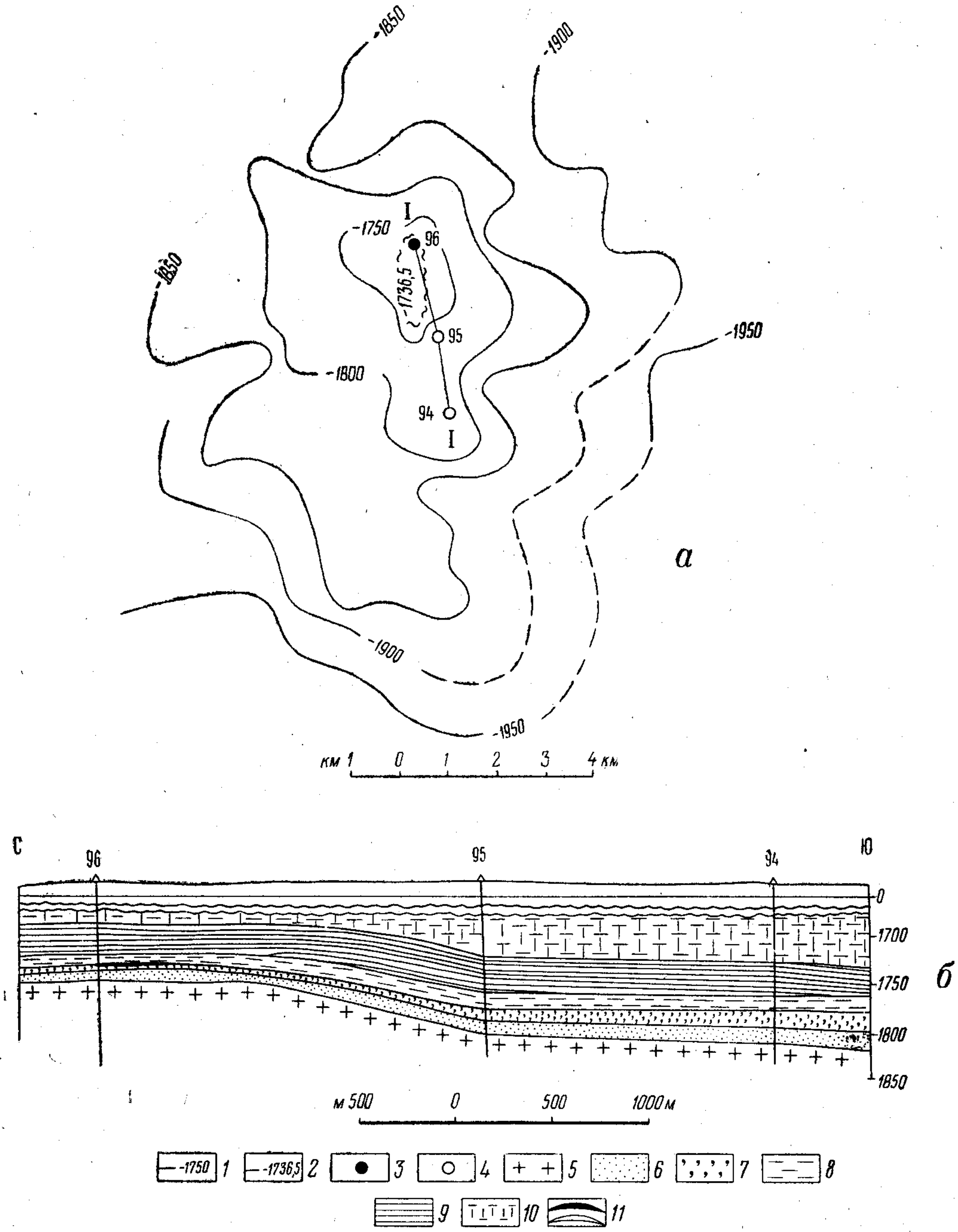


Рис. 15. Тугиянское газовое месторождение

а — структурная карта по кровле продуктивного горизонта; *б* — разрез по линии I—I. *1* — изогипсы по кровле продуктивного горизонта; *2* — внешний контур контакта газ—вода; *3* — скважина, давшая промышленный приток газа; *4* — скважины, давшие при опробовании воду; *5* — фундамент; *6* — преимущественно песчаные породы тюменской свиты; *7* — песчаники вогулкинской продуктивной толщи; *8* — аргиллиты абалакской свиты; *9* — битуминозные аргиллиты тутлеймской свиты; *10* — аргиллиты с прослоями сидеритов чуэльской пачки алясовской свиты; *11* — газовая залежь

http://jurassic.ru/

ный вес конденсата 0,75—0,80. Начало кипения 68—118° С, конец кипения 95—267° С. Конденсат состоит в основном из бензиновых фракций (до 80%).

При сопоставлении фракционного состава конденсата Чуэльского, Северо-Алясовского, Деминского и Березовского месторождений отмечается, что в направлении с запада на восток уменьшается удельный вес и начальная температура кипения. На Чуэльском месторождении содержание конденсата равно 12 *см*^{3} на 1 *м*^{3} газа.

Тугиянское месторождение

Месторождение расположено в 50 *км* к юго-востоку от пос. Березово, в 25 *км* к югу от Чуэльского месторождения, в пойме р. Большой Оби (рис. 15). Открыто оно в 1960 г. и приурочено к локальной структуре одноименного названия. Тугиянское поднятие представляет собой брахиантиклинальную структуру, которая по кровле вогулкинской пачки оконтуривается изогипсой —1800 *м*. Размеры структуры в контуре этой изогипсы 5×5 *км*, амплитуда 70 *м*, площадь 19,75 *км*^{2}.

На площади пробурено три скважины с глубиной 1785—1845 *м*. Палеозойский фундамент вскрыт на глубине 1773—1830 *м* и представлен гранитами. В скв. 94-Р на южном склоне вскрыты гнейсы. На породах фундамента развита кора выветривания мощностью 11—13 *м*. Выше коры выветривания залегают осадки тюменской свиты мощностью 5—14 *м*, перекрытые песчаниками вогулкинской толщи, которая вскрыта на глубине 1749—1791 *м*. Мощность ее до 5 *м*. Вогулкинская толща представлена светло-серыми, среднезернистыми песчаниками с известково-глинистым цементом, выше которых лежат глинистые породы абалакской свиты. Свободный газ содержится лишь в самой верхней части вогулкинской толщи. Он был получен в сводовой скважине 96-Р, где газонасыщенная мощность равна 4 *м*. Дебит газа 60 тыс. *м*^{3}/*сутки*, при пластовом давлении 178 *атм*. Площадь газовой залежи составляет всего 0,9 *км*^{2}, а запасы по кат. $A+B+C_1$ около 100 млн. *м*^{3}.

Газо-водяной контакт находится на отметке —1736,5 *м*. Этаж газоносности равен 6 *м*.

Пунгинское месторождение

Месторождение находится юго-восточнее Сысконсыньинской группы, в 12 *км* к югу от слияния рек Пунги и Малой Сосьвы, в 45 *км* южнее пос. Игрим (рис. 16). Открыто в 1961 г.

Месторождение приурочено к одноименной структуре, выявленной сейсморазведкой в 1959—1960 гг. По кровле вогулкинской толщи структура оконтуривается изогипсой —1800. Поднятие имеет овальную, несколько вытянутую в меридиональном направлении форму. На западном крыле имеется небольшое структурное осложнение, оконтуренное изогипсой —1650. По замыкающей изолинии —1800 структура имеет размер 9,9×10,0 *км* и амплитуду 250 *м*.

На площади Пунгинского месторождения пробурено три скважины глубиной от 1773 до 2019 *м*. Палеозойский фундамент вскрыт на глубине 1754—2007 *м* и представлен пегматитовыми гранитами. В скв. 211-Р вскрыты роговики. На восточном погружении структуры на породах фундамента (скв. 211-Р) залегают отложения тюменской свиты мощностью 104 *м*. К своду они выклиниваются, и фундамент покрывают породы вогулкинской толщи, представленные органогенно-

http://jurassic.ru/

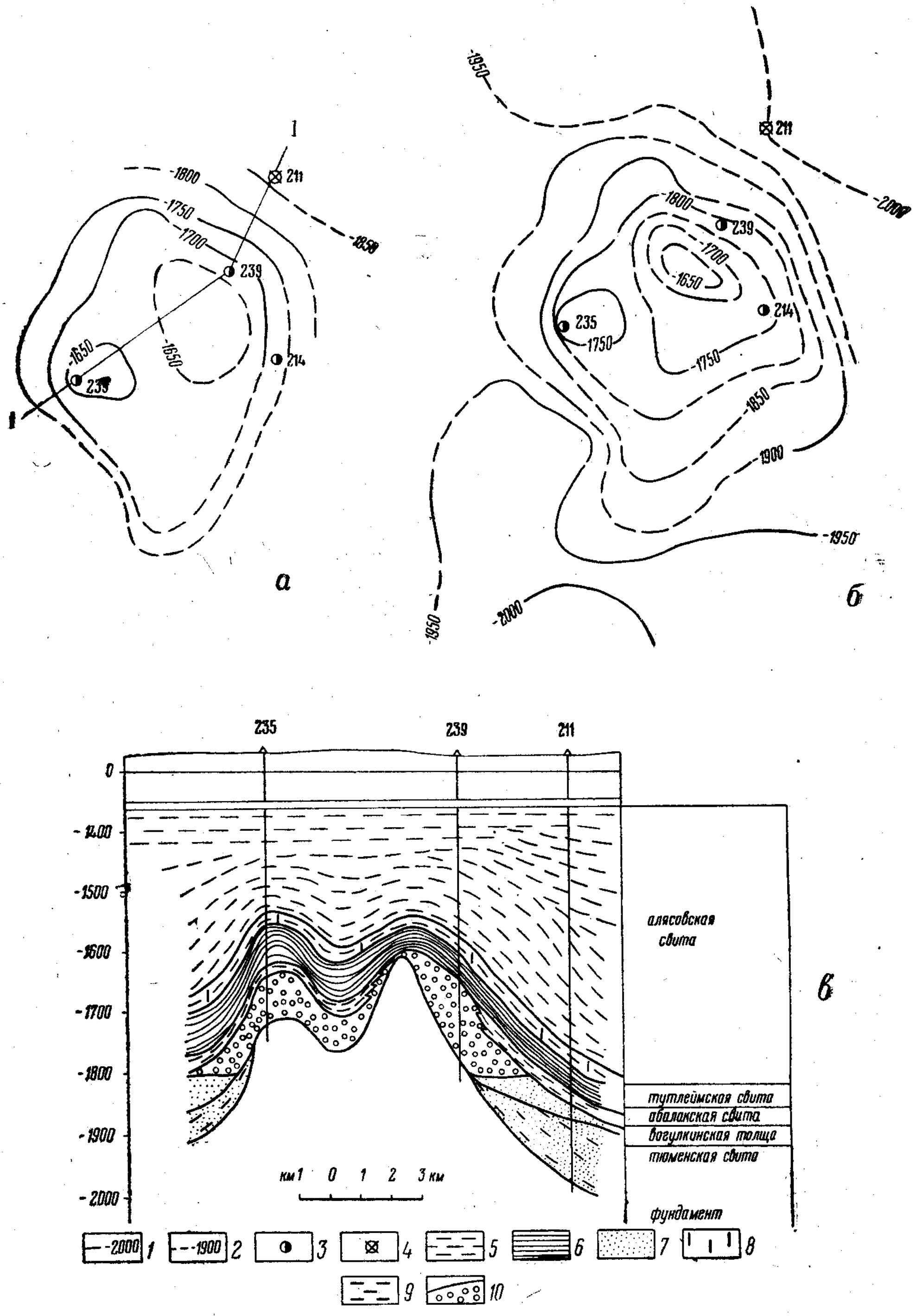


Рис. 16. Пунгинское газовое месторождение

а — структурная карта по кровле продуктивного горизонта; *б* — структурная карта по отражающему сейсмическому горизонту по данным Тюменского геологического управления; *в* — разрез по линии I—I. *1* — изогипсы кровли продуктивного горизонта; *2* — тоже предполагаемые; скважины: *3* — давшие промышленные притоки газа, *4* — давшие воду и неопробованные; *5* — аргиллиты; *6* — битуминозные аргиллиты; *7* — песчаники; *8* — включения и прослойки сидеритов; *9* — включения углистого детрита; *10* — газовая залежь

http://jurassic.ru/

обломочными известняками с прослоями песчаников и алевролитов. Мощность толщи до 81,6 *м* (скв. 235-Р). Открытая пористость песчаников равна 20—25%.

В скв. 214-Р, расположенной в восточной присводовой части поднятия, песчано-известковистый пласт отсутствует и коллектором служит верхняя выветрелая часть фундамента и низы абалакской свиты, представленные глинисто-карбонатной брекчиевидной породой, содержащей примесь гравийного материала и вверху зерен глауконита. Мощность коллектора здесь, судя по кривой «ПС», составляет около 5 *м*.

Газовая залежь приурочена к вогулкинской толще, которая распределена по площади современной структуры неравномерно. В пределах структурного осложнения на западном склоне Пунгинского поднятия мощность продуктивного горизонта максимальна и равна 81,6 *м*. На южном погружении свода в районе скв. 214-Р отложения вогулкинской толщи отсутствуют; на восточном погружении вогулкинские песчаники постепенно замещаются глинистыми породами абалакской свиты, которые в районе скв. 211-Р без следов перерыва залегают на отложениях тюменской свиты.

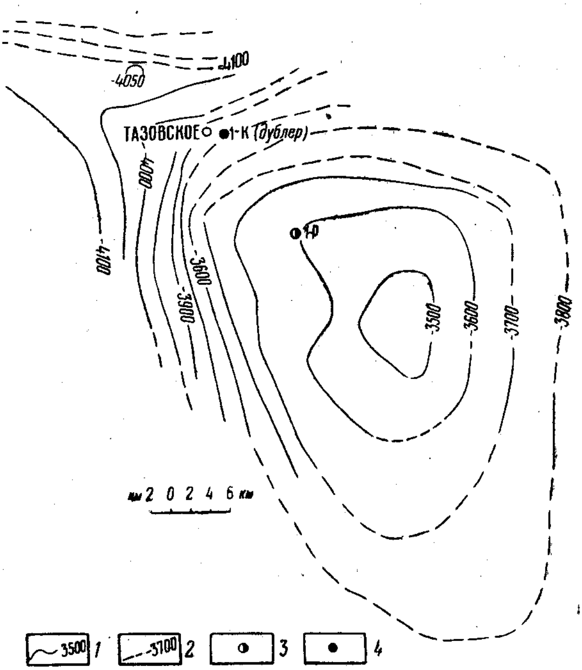


Рис. 17. Тазовское газовое месторождение

1 — изогипсы по отражающему горизонту в низах мезозоя; *2* — то же предполагаемые; *3* — скважина, из которой получен фонтан газа; *4* — колонковый дублер опорной скважины

Промышленные притоки газа получены в скважинах 235-Р (2 млн. *м*³/*сутки*) и 214-Р (752,8 тыс. *м*³/*сутки*). Пластовое давление равно 184,6 *атм*. В скв. 235-Р вся мощность (81,6 *м*) вогулкинской толщи насыщена газом, что отмечается электрокаротажными данными и результатами испытания. Положение контакта газ—вода и этаж газоносности не определены. Месторождение находится в разведке. По ориентировочным подсчетам запасы газа на Пунгинском месторождении превышают 90 млрд. *м*³.

Все рассмотренные выше газовые месторождения приурочены к зоне выклинивания отложений верхней юры, которая сравнительно неширокой полосой протягивается вдоль восточного склона Северо-Сосьвинского сводообразного поднятия. Эта зона выделяется в качестве единого Березовско-Шухтунгортского газоносного района.

В 1962 г. появились материалы для выделения нового газоносного района в северной части Западно-Сибирской низменности, открытого Тазовской опорной скважиной. Тазовская опорная скважина 1-Р расположена в 13 *км* южнее пос. Тазовского, на правом берегу р. Таз. Скважина заложена на северо-западном склоне крупного Тазовского локального поднятия (рис. 17), оконтуренного по отражающему горизонту в низах мезозойского разреза изогипсой —3800 *м*. В пределах

http://jurassic.ru/

этой изогипсы структура имеет размер 34×50 *км* и амплитуду около 300 *м*. Скважиной вскрыты отложения нижнего мела, представленные мощной песчано-глинистой толщей. При забое 2644 *м* в необсаженном стволе при подъеме инструмента произошел мощный газовый выброс. Скважина в течение 2 *ч* фонтанировала газом с водой, в том числе 15 *мин* — чистым газом. В результате обвала стенок скважины фонтанирование прекратилось. В конце сентября 1962 г. при бурении второго ствола при забое около 2200 *м* произошло аварийное фонтанирование. Ориентировочный дебит газа до 3 млн. *м*³/*сутки*. Фонтанирование продолжалось около 1 месяца. Хотя положение и строение продуктивного пласта еще не уточнено, по электрокаротажным данным и аварийному фонтанированию можно предполагать, что в пределах Тазовской структуры имеется крупнейшее газовое месторождение.

Усть-Сильгинское месторождение

Расположено месторождение в Каргасокском районе Томской области, на правом берегу р. Васюгана, в 40 *км* к западу от с. Каргасок. Разведочное бурение на этой площади было начато в 1959 г., но только в 1962 г. в скв. 3-Р были получены промышленные притоки.

Месторождение приурочено к локальному поднятию одноименного названия, которое входит в группу локальных структур северо-западной оконечности Парабельского вала (рис. 18). Вся эта группа имеет общий цоколь, оконтуренный изогипсой —2350 по отражающему горизонту «В» (подошва марьяновской свиты). Разведочное бурение проводилось на двух наиболее северных поднятиях указанной группы. Более изучено восточное поднятие. Оно имеет форму брахиантиклинали северо-восточного простирания; длина его 8 *км*, ширина 3 *км*, амплитуда (по горизонту «В») менее 50 *м*; поднятие оконтуривается изогипсой —2300 *м*. Западное поднятие имеет форму купола размером 3,5×5 *км*; амплитуда его более 50 *м*; оконтурено изогипсой —2300 *м*. На восточном поднятии пробурено три скважины (1-Р, 2-Р и 3-Р сводовая) глубиной 2528—2578 *м*. Они вскрыли фундамент, представленный в одних скважинах кавернозными известняками предположительно девонского возраста, в других — туфобрекчиями. На западном куполе, на его своде, пробурена одна скважина (4-Р) глубиной 2433 *м*, вскрывшая на глубине 2398 *м* миндалекаменные порфириты фундамента.

В этой же группе структур пробурена скв. 6-Р на Белоярском поднятии, расположенном непосредственно южнее двух уже описанных собственно Усть-Сильгинских структур. Белоярское поднятие значительно крупнее, длина его 20 *км*, ширина около 7 *км*, амплитуда более 150 *м*. Структура оконтурена изогипсой —2300 *м* и вытянута в северо-западном направлении. На ее южной периклинали пробурена скв. 6-Р, вскрывшая фундамент на глубине 2310 *м*.

Залежи газа, обогащенного конденсатом, обнаружены в двух пластах тюменской свиты. Нижний залегает примерно в средней части свиты, на 70—120 *м* ниже ее кровли. Мощность пласта 8—12,0 *м*. Представлен он (судя по редким образцам керна и данным электрокаротажа) песчаниками с достаточной пористостью. Пласт опробован в четырех скважинах. В скважинах 1-Р и 3-Р, несмотря на весьма благоприятную электрокаротажную характеристику, притоков жидкости получено не было. Пласт признан сухим, что, возможно, связано с недостатками при бурении и опробовании скважин.

В скв. 4-Р одновременно опробовались три интервала: 2320—2323, 2325—2328 и 2330—2333 *м*. Два нижних охватывают описываемый про-

http://jurassic.ru/

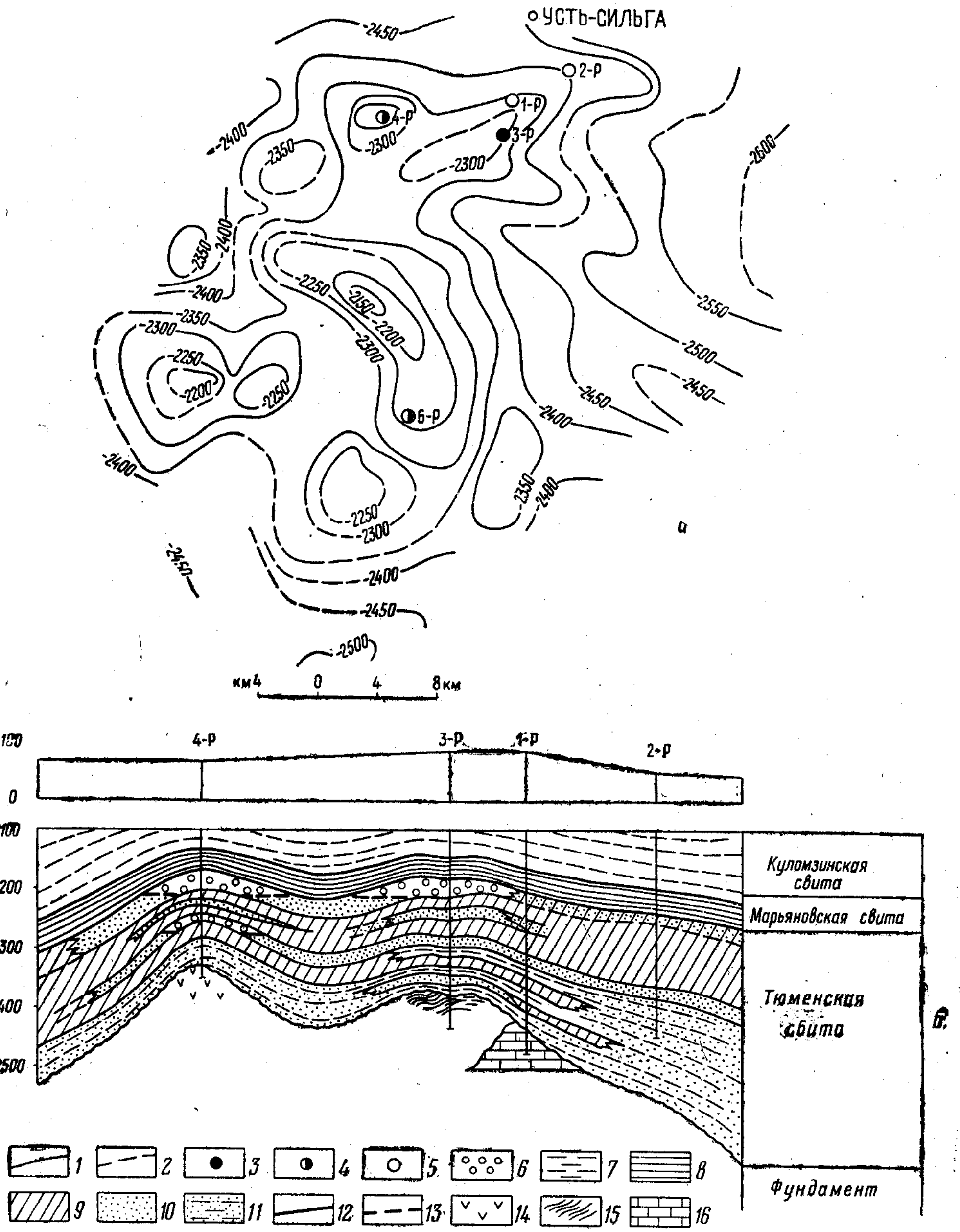


Рис. 18. Усть-Сильгинское газо-конденсатное месторождение

а — структурная карта по кровле отражающего горизонта «В»; *б* — разрез по линии I—I. *1*—изогипсы основного отражающего горизонта «В»; *2* — то же предполагаемые; скважины: *3* — давшие промышленные притоки газа, *4* — давшие полупромышленные притоки газа, *5* — давшие отрицательные результаты или неопробованные; *6* — газо-конденсатные залежи; *7* — аргиллиты; *8*—битуминозные аргиллиты; *9* — преимущественно алевролиты с прослоями песчаников; *10* — песчаники; *11* — чередование аргиллитов с подчиненными прослоями алевролитов и песчаников; *12* — газо-водяной контакт; *13* — то же предполагаемый; *14* — миндалекаменные порфириты; *15* — туфобрекчии и туфосланцы; *16* — известняки

http://jurassic.ru/

дуктивный пласт, верхний интервал перфорации вскрыл дополнительный маломощный и слабопроницаемый пропласток песчаника. Позже был перфорирован интервал 2321—2312 *м*. Пласт возбуждался сначала испытателем пластов, затем свабированием. После снижения уровня до 1162 *м* и подъема инструмента скважина начала периодически фонтанировать газом с небольшим количеством воды и легкой нефти. Наибольший замеренный дебит газа составил 12 000 *м*^{3}*/сутки*. Дебит нефти равен примерно 50—70 *л/сутки*. Давление на буфере достигало 160 *атм*.

В скв. 6-Р опробована верхняя часть этого пласта в интервале 2291—2297 *м*. После прострела уровень снижался желонкой. При глубине динамического уровня 500 *м* начались выбросы технической воды с газом, после чего скважина перешла на фонтанирование. Дебит газа при 25,4-миллиметровой шайбе составил 17 000 *м*^{3}*/сутки*. Одновременно с газом выбрасывался конденсат (около 1,27 *м*^{3}*/сутки*) и небольшое количество соленой воды.

Верхний пласт лежит на 5—25 *м* ниже кровли свиты и соответствует васюганскому пласту. На этой площади в большинстве скважин он выражен не очень четко, с многочисленными алевролитовыми и аргиллитовыми пропластками. В связи с этим обычно он распадается на два или более проницаемых горизонта. Опробовался этот объект в скважинах 3-Р, 4-Р и 6-Р. В последней притока получено не было, несмотря на снижение уровня на 1400 *м*. В скв. 4-Р были одновременно перфорированы оба проницаемых объекта в интервале 2282—2274 и 2260—2250 *м*. После снижения уровня до 1125 *м* скважина начала фонтанировать газом с небольшим количеством соленой воды, легкой нефти и конденсата. Дебит газа при 8-миллиметровой шайбе составил 9150 *м*^{3}*/сутки*. Давление на буфере достигало 150 *атм*.

В скв. 3-Р этот пласт, судя по данным промысловой геофизики, обладает значительно лучшими коллекторскими свойствами. Поэтому вполне закономерно, что при опробовании только нижнего объекта в интервале 2297—2290 *м* были получены промышленные притоки газа. Сразу же после перфорации скважина начала переливать и вскоре перешла на фонтанирование газом. Давление на головке при полностью закрытой задвижке возрастало до 160—178 *атм*. При 25-миллиметровой шайбе и противодавлении на прувере 15,0 *атм* дебит газа составил 100 000 *м*^{3}*/сутки*. По составу газ аналогичен газу из нижнего пласта. Спустя 14 часов после прострела вместе с газом начал поступать конденсат в количестве 10,22 *т/сутки*. Пластовое давление 248 *атм*. Конденсаты из скважины Усть-Сильгинской площади отличаются от конденсатов Березовского района более низкими интервалами температур полного выкипания и групповым углеводородным составом. В конденсатах Березовского района резко доминируют нафтеновые углеводороды, конденсаты Усть-Сильгинской площади метановые, реже метаново-нафтеновые; только в скв. 3-Р из верхнего пласта получен конденсат с преобладанием нафтеновых углеводородов.

Различные по величине дебиты газа и конденсата, полученные при опробовании одних и тех же пластов в разных скважинах, указывают на значительную изменчивость коллекторских свойств песчаников тюменской свиты даже в пределах одной структуры. При опробовании в скважинах 1-Р и 4-Р песчаных пластов валанжинских отложений (куломзинская и тарская свиты) была получена переливающаяся минерализованная вода с небольшим количеством растворенного газа. Разведка месторождения продолжается.

http://jurassic.ru/

ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕГАЗОСОДЕРЖАЩИХ ТОЛЩ

В разрезе мезо-кайнозойских отложений Западно-Сибирской низменности выделяются мощные песчано-алевролито-глинистые толщи, чередующиеся с толщами пород преимущественно глинистого состава.

Песчано-алевролито-глинистые толщи образуют водоносные комплексы, в пределах которых отдельные водоносные, а также нефтегазоносные пласты местами гидравлически связаны между собой. Толщи преимущественно глинистого состава разделяют водоносные комплексы и служат регионально выдержанными покрышками. Внутри их иногда на значительных площадях появляются отдельные пачки и пласты песчаных пород, которые содержат напорные воды, а также нефтяные залежи. Разделяющие глинистые толщи в некоторых районах низменности замещаются песчано-алевролитовыми породами, и тогда смежные водоносные комплексы объединяются.

Условия формирования и сохранения нефтяных и газовых залежей в различных песчано-глинистых толщах различны, поэтому описание этих толщ производится раздельно в стратиграфической последовательности снизу вверх.

НЕФТЕГАЗОСОДЕРЖАЩАЯ ТОЛЩА ЗАВОДОУКОВСКОЙ СЕРИИ (СРЕДНЯЯ, НИЖНЯЯ И ЧАСТИЧНО ВЕРХНЯЯ ЮРА)

Отложения заводоуковской серии, лежащие в основании мезозойского разреза Западно-Сибирской низменности, представлены в основном песчано-алевролито-глинистыми породами мощностью от 0 до 1000—1200 *м*. Мощность отдельных песчаниковых пластов обычно 1—3 *м*, редко достигает 10—12 *м*. Аналогичную мощность имеют разделяющие пласты алевролито-глинистых пород. Суммарная мощность песчаных пород составляет 30—80% от общей мощности серии и уменьшается к центральной части низменности.

На большей части территории низменности в разрезе заводоуковской серии регионально выдержанных покрышек не имеется, так же как нет регионально выдержанных песчаных пластов и пачек. Линзовидное залегание пород обусловливает гидравлическую связь большей части песчаных пластов почти по всему разрезу серии. Однако в отдельных случаях встречаются крупные линзообразные изолированные пласты песчаников. Наличие такой линзы можно предполагать в основании разреза Назинской скважины 6-Р, где пластовое давление газа меньше гидростатического на 57 *атм*.

С заводоуковской нефтегазосодержащей толщей гидравлически связаны базальные слои верхнеюрской морской трансгрессии, которые в западных районах низменности выделяются в вогулкинскую толщу, а в центральных и южных районах — в барабинскую пачку.

В центральной части Западно-Сибирской низменности в верхней части разреза заводоуковской серии появляется пачка глинистых пород (локосовская) мощностью до 50—60 *м*, которая является водоупором и разделяет заводоуковский водоносный комплекс на две гидравлически изолированные части. Эта пачка прослеживается от пос. Усть-Балыка на западе до пос. Нижне-Вартовского на востоке и д. Ново-Васильевки на юге; северная граница ее неясна.

В восточной части низменности, примерно с меридиана пос. Напас, глинистые водоупорные отложения вышележащих марьяновской и куломзинской свит замещаются песчано-алевролито-глинистыми отложениями, и заводоуковский водоносный комплекс объединяется с вышележащим тарским комплексом.

http://jurassic.ru/

По фациальному составу породы заводоуковской серии довольно разнообразны. На большей части площади своего развития она представлена континентальными озерными, озерно-болотными и озерно-аллювиальными осадками. По окраинам низменности преобладают грубообломочные породы озерно-аллювиальных, аллювиальных, пролювиальных, местами озерно-болотных фаций. В породах присутствует большое количество растительного обугленного детрита, обломков древесины, прослоев углей. На крайнем юго-востоке (Чулымо-Енисейский район) и северо-западе (Северо-Сосьвинский буроугольный бассейн) имеются промышленные месторождения углей.

По направлению к центральной части низменности количество грубообломочного материала уменьшается, появляются тонкополосчатые, однородные, нередко битуминозные аргиллиты озерно-лагунных фаций. Граница развития этих фаций проходит примерно по линии Нахрачи — Уват — Пудино — Охтеурье.

В центральных районах низменности в верхней части заводоуковской серии появляются морские и прибрежно-морские осадки, выделяемые в локосовскую пачку. В северном направлении морские фации получают все большее развитие и в районе Усть-Порта слагают почти весь разрез серии. В южном направлении морские фации постепенно сменяются красноцветными лагунными или дельтовыми отложениями татарской свиты, которые протягиваются до Омска и Татарска.

В отложениях заводоуковской серии отмечается геохимическая зональность. По Н. П. Запивалову, в южных и восточных районах низменности в зоне развития грубообломочных пород аллювиальных, озерно-аллювиальных, пролювиальных и озерно-болотных фаций в период седиментации и диагенеза существовала окислительная обстановка. Эта обстановка характеризуется низким уровнем восстановительной емкости пород (менее $1,0 \frac{мг\ O_2}{100}$) и незначительным содержанием серы (менее 0,1—0,05%), которая присутствует лишь в восстановительной форме; аутигенное железо встречается лишь в окисной форме, пиритное железо отсутствует, закисные формы железа, растворимые в соляной кислоте, устанавливаются в ничтожных количествах.

Количество органического углерода в породах заводоуковской серии окраинных зон низменности в среднем равно 0,28—1,50%, т. е. близко к кларковым значениям, и лишь в районе Максимкина Яра отмечается увеличение содержания органического углерода до 3,05%. В плане содержание органического углерода закономерно увеличивается от окраин низменности к центру (рис. 19). Почти повсеместно в этой зоне в породах присутствуют гуминовые кислоты, среднее количество которых в Омске и Мариинске достигает 22,8—31,6%. В других пунктах окраинной зоны низменности гуминовые кислоты содержатся в количестве 0,5—7,0%, что свидетельствует о слабом метаморфизме рассеянного органического вещества.

Химико-петрографические исследования остаточного органического вещества, произведенные Г. М. Парпаровой (ВНИГРИ), также показывают, что степень метаморфизма рассеянного органического вещества невысока. В Ляпинской скважине 150-Р на глубине 1479—1594 *м* органическое вещество пород заводоуковской серии по степени метаморфизма относится к буроугольной стадии. Анализы углей, произведенные во ВСЕГЕИ и в лаборатории Сибирского отделения АН СССР по разрезам заводоуковской серии Туруханской скважины, также указывают на буроугольную стадию метаморфизма. По направлению к центральной части низменности метаморфизм органического веще-

http://jurassic.ru/

ства возрастает. На границе внешней зоны с областью развития озерно-лагунных фаций заводоуковской серии в скважинах Шеркалинской, Алешкинской, Нарыкарской и Шаимской площадей, по данным

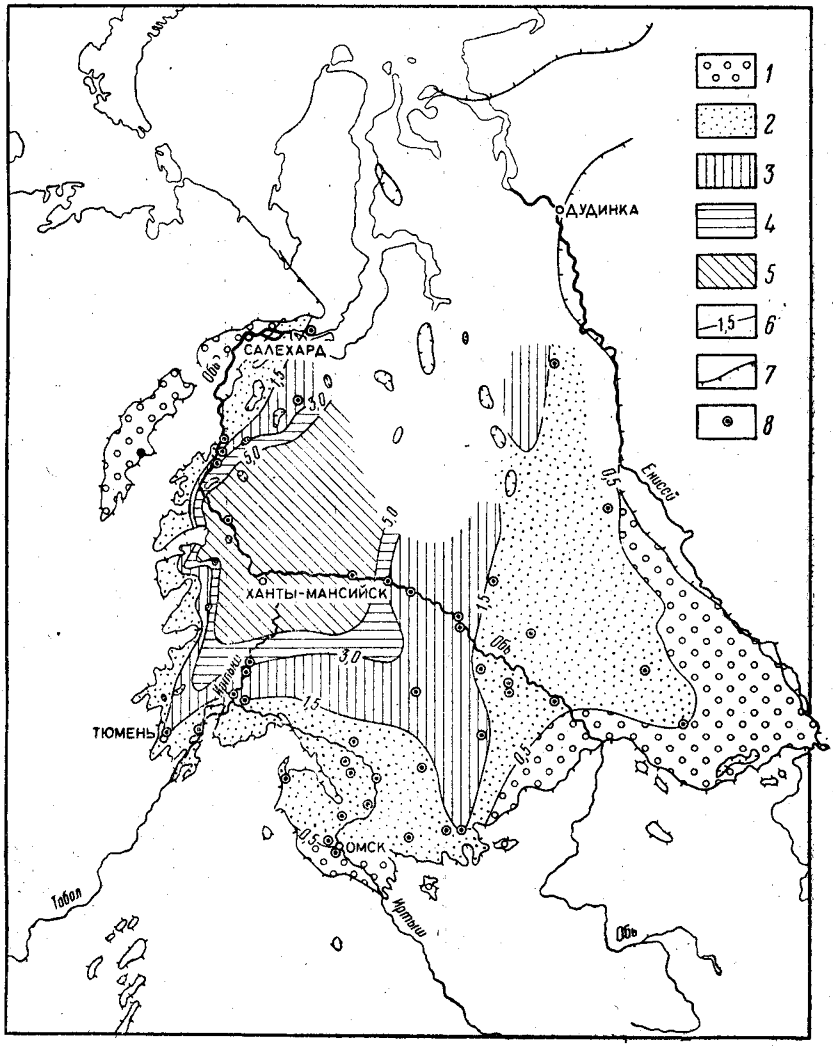


Рис. 19. Схематическая карта изменения содержания органического углерода в породах заводоуковской серии. Составили Ф. Г. Гурари, Н. П. Запивалов, И. И. Нестеров по данным Тюменского, Новосибирского ГУ и СНИИГГиМС

Зоны с содержанием $C_{орг}$: *1* — от 0 до 0,5%, *2* — от 0,5 до 1,5%, *3* — от 1,5 до 3%, *4* — от 3,0 до 5,0%, *5* — от 5 до 10%; *6* — дополнительные линии содержания $C_{орг}$; *7* — граница современного распространения осадков; *8* — скважины и группы скважин, по которым проведены определения $C_{орг}$

химико-петрографических исследований (ВНИГРИ), степень метаморфизма остаточного органического вещества увеличивается до стадии буроугольно-длиннопламенных и даже длиннопламенно-газовых углей (табл. 3, 4).

В породах внешней зоны в глинистых и особенно песчаных породах заводоуковской серии спирто-бензольные битумы незначительно преобладают над хлороформенными. Количество хлороформенных

http://jurassic.ru/

Химико-петрографическая характеристика остаточного органи

(По Г. М. Пар

№ образца	Разведочная площадь № скважины	Глубина, м	Геологический возраст	Зольность, %	Петрографический состав обломков остаточного органического вещества
93	Ляпинская 150	1592,00—1594,0	J_{1-2}	43,21	Преобладает гелифицированная основная масса и витрен, единичные обрывки оболочек спор, фрагментов кутикулы и смоляных тел, обломки семиксиловитренофюзена и ксиловитренофюзена
97	150	1532,9 —1538,4	J_{1-2}	62,31	
99	150	1501,0 —1503,0	J_{2-3}	25,58	
100	150	1479,75—1482,0	J_{2-3}	11,3	
374	Локосовская 31	3057,2 —3064,2	J_{1-2}	36,25	
245А*	Шеркалинская 131	2414,6—2425,9	J_{1-2}	22,0	В гелифицированном веществе включения слабо фюзенизированных тканей: семиксиловитренофюзена и ксиловитренофюзена, обломки кларена, кларенодюрена, дюренокларена, витрена
192	Нарыкарская 122	2077,5—2086,4	J	2,6	
356	Назинская 4	2210,8—2216,5	J	18,0	Преобладают смоляные тела, в подчиненном количестве — гелифицированное вещество, единичные обрывки оболочек спор и кутикулы: единичные светло-желтые образования, напоминающие водоросли
357	4	2197,0—2204,0	J	66,5	
13	Шаимская	1630,6—1634,1	J	—	
13а**		1630,6—1634,1	J	—	

* Под № 245А обозначено остаточное органическое вещество из аргиллита.
** Под № 13а обозначена часть образца № 13, обогащавшаяся и исследовавшаяся

битумов меньше спирто-бензольных в 1,1—1,7 раза, при этом с уменьшением содержания органического вещества к окраинам низменности увеличивается относительное содержание спирто-бензольных битумов. В глинистых породах во впадинах отмечается некоторое снижение отношения спирто-бензольных битумов к хлороформенным.

Содержание хлороформенных битумов, по данным экстракции, в породах заводоуковской серии внешней зоны низменности обычно изменяется в пределах 0,015—0,030%, увеличиваясь к центральной ее

http://jurassic.ru/

Таблица 3

ческого вещества и углистых аргиллитов

паровой))

Генетический класс и тип остаточного органического вещества		Показатель преломления гелифицированного вещества	Химический состав остаточного органического вещества по данным технического и элементарного анализов, %							Степень метаморфизма
класс	тип		$W^л$	A^c	$V^г$	$C^г$	$H^г$	$N^г$	$O_2^г$	
Гелитолиты	Ультракларeновый	1,674	7,05	1,44	57,48	75,3	5,5	1,16	0,48	Б
		1,674	8,58	2,90	50,13	77,4	4,84	1,186	0,814	„
		1,678	7,8	0,64	48,79	74,6	5,16	1,223	0,744	„
		—	5,63	3,39	49,75	78,6	5,64	0,748	0,648	„
		—	0,96	3,27	25,19	88,2	5,28	0,942	0,638	Г—ПЖ
	Клареновый	1,724	2,73	2,61	23,08	82,4	6,27	1,067	0,433	Д—Г
		1,760	3,06	2,03	38,66	83,3	5,5	1,26	0,442	
Липоидолиты	Дюрены — липтобиолиты (смоляные)	—	1,03	2,55	61,62	80,8	7,89	0,799	2,86	Б—Д
		1,733	1,04	5,56	54,65	84,04	7,33	1,21	1,65	„
		1,761	—	—	—	—	—	—	—	Д
		1,737	0,73	4,32	80,09	81,2	7,81	1,42	2,97	„

химическим методом.

части до 0,6—0,8%. Среднее содержание хлороформенных битумов на органическое вещество в глинистых породах равно 2—3%, увеличиваясь к центру низменности до 4—6%. Исключением является разрез Татарской площади, где в скв. 4-Р отмечается резкое увеличение содержания хлороформенных битумов в органическом веществе (до 11—15%). Эти аномально повышенные значения зафиксированы в кровле татарской свиты под глинистой покрышкой марьяновской свиты.

http://jurassic.ru/

Таблица 4

Химико-петрографическая характеристика остаточного органического вещества, отнесенного к классам гумито-сапропелитов и сапропелито-гумитов (По Г. М. Парпаровой)

№ образца	Разведочная площадь № скважины	Глубина, *м*	Группы микрокомпонентов, из которых состоит остаточное органическое вещество, %			Показатель преломления		Химический состав по данным технического и элементарного анализов, %									Степень метаморфизма
			сапропелевая основная масса	гелифицированные	липоидные	витрена	сапропелевой основной массы	$W^{л}$	A^{c}	$S^{c}_{общ}$	$S_{пир}$	$V^{г}$	$C^{г}$	$H^{г}$	$N^{г}$	$O^{г}$	
Гумито-сапропелиты																	
395	Назинская 6	2167,1—2172,1	93,5	3,5	3,0	1,712	1,700	0,77	24,27	19,0	16,0	48,33	76,4	6,84	3,16	4,86	Б
28	Игримская 118	1576,0—1572,3	89,0	8,5	2,5	1,718	1,678	1,23	24,8	21,0	16,0	56,72	70,0	7,67	2,79	7,26	„
347	Межовская 1	2452,4—2468,1	96,0	3,0	1,0	—	1,694	0,84	14,68	12,0	9,0	48,23	78,5	7,05	2,12	3,83	„
256	Шеркалинская 131	2172,1—2167,1	94,0	3,0	3,0	1,714	1,676	2,17	18,19	16,0	12,0	86,13	75,5	7,63	2,78	6,62	„
254	Шеркалинская 131	2210,9—2214,9	96,5	2,5	1,0	—	1,704	0,57	18,57	15,0	12,0	—	79,4	7,45	2,52	3,97	Б—Д
269	Больше-Каменская 143	2312,2—2316,8	92,5	4,5	3,0	1,726	1,674	1,51	22,22	16,5	15,5	44,51	79,0	7,75	2,66	1,25	„
325	Нижне-Вартовская 2	2468,1—2478,1	90,0	8,0	2,0	1,726	1,676	0,86	20,98	18,5	14,5	55,50	75,5	7,51	2,23	5,94	„
335	Нижне-Вартовская 2	2745,1—2755,1	81,0	15,0	4,0	1,746	1,732	2,37	8,4	—	—	36,66	80,0	5,67	2,14	4,98	Д—Г
Сапропелито-гумиты																	
245	Шеркалинская 131	2210,9—2214,9	72,0	25,5	2,5	1,780	1,718	3,39	3,33	—	—	33,10	80,4	5,32	1,62	1,65	„
215	Алешкинская 135	2434,6—2426,5	—	—	—	1,710	—	2,0	2,80	—	—	45,0	82,6	6,53	1,52	0,389	Б—Д

http://jurassic.ru/

В верхней части разреза заводоуковской серии, в районах, примыкающих к обрамлению низменности, развиты континентальные и лагунные пестроцветные фации. В этих осадках количество органического вещества в глинистых породах изменяется от 0,5% и менее в окраинных зонах до 2—2,5% во внутренних районах. В пестроцветной толще количество органического углерода не превышает 0,14—0,25%. Содержание $C_{орг}$ закономерно увеличивается от зон развития лагунных и континентальных фаций к области распространения морских осадков. Количество хлороформенных битумов в пестроцветных породах 0,009—0,014%. Спирто-бензольные битумы преобладают или содержатся в равном, реже в подчиненном количестве. Отношение содержания спирто-бензольных битумов к хлороформенным обычно равно 0,80—1,84%. По направлению к области развития морских осадков количество хлороформенных битумов увеличивается до 0,05—0,1%, а коэффициент отношения уменьшается до 0,5%. Таким образом, одновременно с изменением фаций от окраин к центральным районам низменности происходит закономерное улучшение геохимических и битуминологических показателей.

Выше уже отмечалось, что в разрезах Пудинской, Ново-Васюганской, Сургутской, Мало-Атлымской и других скважин центральной части низменности в заводоуковской серии появляются озерно-лагунные фации, вверх по разрезу переходящие в морские и характеризующиеся восстановительной обстановкой в период осадконакопления и диагенеза. По Н. П. Запивалову, в зоне развития этих фаций восстановительная емкость пород обычно более $2\ \frac{мг\ O_2}{100}$, восстановленные формы серы преобладают над окисленными и составляют более 1%. В породах содержится большое количество пиритного железа (1—2% на породу).

Количество органического углерода в породах озерно-лагунных фаций увеличивается до 3—3,5%, т. е. в 3—4,5 раза выше кларковых значений, а в отдельных образцах достигает 36%, гуминовые кислоты исчезают, что указывает на большую степень метаморфизма органического вещества по сравнению с окраинными разрезами низменности. Это подтверждается результатами химико-петрографического исследования остаточного органического вещества и углей. Угли исследовались в разрезах Усть-Сильгинской 2-Р (интервал 2506,6—2514,1 *м*) и Александровской 3-Р (интервал 2502,55—2657,85 *м*) скважин. По данным З. Я. Сердюк, по степени метаморфизма они относятся к стадии длиннопламенных углей. Остаточное органическое вещество исследовалось во ВНИГРИ Г. М. Парпаровой в керне ряда скважин центральной части низменности (см. табл. 3, 4). По степени метаморфизма органическое вещество пород верхней части тюменской свиты отнесено к стадии, переходной от буроугольной к длиннопламенной. В средней и нижней частях заводоуковской серии центральных районов низменности метаморфизм органического вещества достигает стадий газовых и газово-паровично-жирных углей. По элементарному анализу остаточное органическое вещество пород заводоуковской серии близко к углям с повышенным (более 80%) содержанием углерода.

В породах озерно-лагунных фаций также значительно увеличивается содержание хлороформенного битума, количество которого в глинистых породах достигает 0,5—1,7% (рис. 20). В алевролитах и песчаниках содержание его снижается до 0,10—0,25%. Спирто-бензольные битумы находятся в подчиненном количестве: содержание их в глинистых породах 0,2—0,4%, в алевролитах и песчаниках 0,08—

http://jurassic.ru/

0,15%; в породах с известковистым цементом количество спирто-бензольных битумов, как правило, увеличивается. Породы заводоуковской серии центральных районов низменности характеризуются высо-

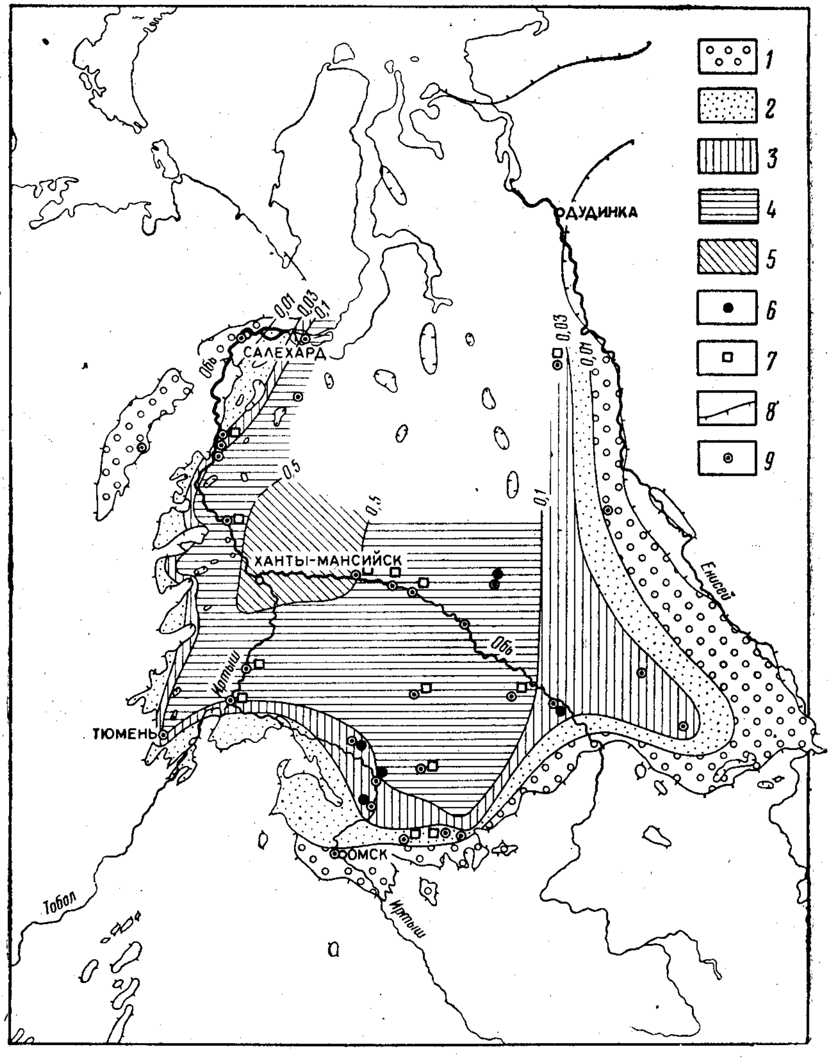


Рис. 20. Схематическая карта изменения содержания хлороформенных битумов в породах заводоуковской серии. Составили Ф. Г. Гурари, Н. П. Запивалов, И. И. Нестеров по данным Тюменского, Новосибирского ГУ и СНИИГГиМС

Зоны с содержанием хлороформенных битумов: *1* — от 0 до 0,01%, *2* — от 0,1 до 0,03%, *3* — от 0,03 до 0,10%, *4* — от 0,1 до 0,5%, *5* — от 0,5 до 1,0%; содержание хлороформенных битумов в органическом веществе: *6* — от 1,5 до 3,0% *7* — от 3,0 до 10,0%; *8* — граница современного распространения осадков; *9* — скважины и группы скважин, по которым проведены определения хлороформенных битумов

кой восстановленностью органического вещества. Содержание хлороформенного битума на органическое вещество равно 2—6% в аргиллитах, 3,6% в алевролитах и 5—9% в песчаниках. В отдельных пластах песчаников разреза Сургутской опорной скважины количество хлороформенных битумов на органическое вещество достигает 18%. Высокое содержание хлороформенных битумов в органическом веще-

http://jurassic.ru/

стве песчаных пород, по-видимому, связано с наличием миграции углеводородов.

По элементарному составу хлороформенные битумы пород заводоуковской серии довольно резко отличаются от битумов из вышележащих пород повышенным содержанием углерода (81—85%), водорода 7—9%, и только иногда содержание углерода уменьшается до 76—77%. В отдельных образцах (скважины Парабельская 2-Р, Нижне-Мысовская 1-Р) по элементарному составу битумы приближаются к нефтям: содержание углерода равно 85—86%, водорода 10—11%.

Элементарный состав остаточного органического вещества резко отличается от элементарного состава хлороформенного битума и приближается к составу углей. Углерода в этом веществе 84,2%, водорода 4,22% (скв. Назино 1-Р).

Фациальная обстановка осадконакопления отразилась и на коллекторских свойствах пород заводоуковской серии. Открытая пористость песчаников и алевролитов закономерно уменьшается от окраин к центру низменности (рис. 21), т. е. улучшение коллекторских свойств наблюдается по направлению к областям питания терригенного материала, как это уже было показано Г. П. Сверчковым и Н. М. Кругликовым, а также Ф. Г. Гурари (1961).

В зоне развития озерно-аллювиальных, аллювиальных, пролювиальных и других фаций окраин низменности открытая пористость песчаников и алевролитов равна 10—25%, проницаемость 1—700 *мдарси*. В зоне озерно-лагунных фаций, развитых в центральной части низменности, открытая пористость песчаников и алевролитов 5—10%, а. проницаемость, как правило, меньше 0,1 *мдарси*. По разрезу заводоуковской серии центральных районов низменности отмечается тенденция к улучшению коллекторских свойств по направлению вверх.

Среднее значение открытой пористости в нижней и средней частях заводоуковской серии равно 9,97%, эффективной пористости 1,35%. В верхней части заводоуковской серии среднее значение открытой пористости увеличивается до 11,0%, эффективной пористости 2,51%; встречаются отдельные пласты песчаников с открытой пористостью до 25,24% и проницаемостью 740 *мдарси* (Сургутская опорная скважина, интервал 2890—2892 *м*).

Выяснение закономерностей изменения коллекторских свойств пород заводоуковской серии в центральной части низменности имеет большое практическое значение, так как в этих отложениях почти в каждой скважине отмечены нефтепроявления, а промышленных скоплений нефти или газа нет главным образом из-за отсутствия коллекторов. Наиболее сильно влияют на коллекторские свойства пород состав и количество цемента. По составу в песчаниках и алевролитах заводоуковской серии отмечается четыре основных типа цемента: глинистый, хлоритовый, кремнистый и известковистый, а также ряд смешанных цементов: глинисто-хлоритовый, глинисто-известковистый и др.

При прочих равных условиях породы с глинистым цементом обладают лучшими коллекторскими свойствами, чем породы с другим цементом. Хотя отчетливой линейной зависимости между содержанием глинистого цемента и коллекторскими свойствами не наблюдается, все же можно отметить, что с увеличением глинистого цемента открытая пористость и особенно проницаемость уменьшаются. При этом увеличение глинистого цемента снижает проницаемость пород примерно в 2 раза больше, чем пористость.

В песчаниках и алевролитах заводоуковской серии количество глинистого цемента увеличивается по направлению к центральным

http://jurassic.ru/

частям низменности, где развиты отложения озерно-лагунных фаций, соответственно в этом же направлении ухудшаются коллекторские свойства пород. В настоящее время можно уже с уверенностью гово-

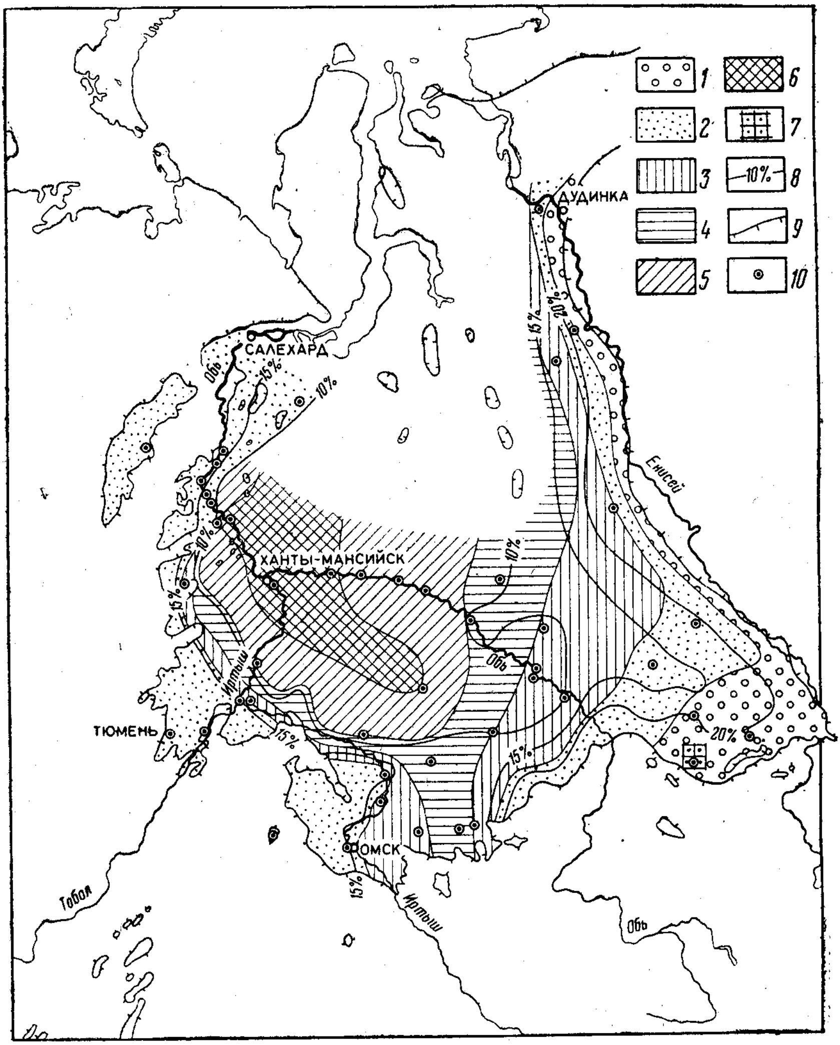


Рис. 21. Схематическая карта изменения коллекторских свойств пород заводоуковской серии. Составили Ф. Г. Гурари и И. И. Нестеров по данным Тюменского, Новосибирского, Красноярского ГУ и СНИИГГиМС, 1962 г.

1 — проницаемость > 500 *мдарси*, уд. дебиты > 0,01 *л/сек*; *2* — проницаемость 100—500 *мдарси*, уд. дебиты 0,01—0,001 *л/сек*; *3* — проницаемость 10—100 *мдарси*, уд. дебиты 0,001—0,0005 *л/сек*; *4* — проницаемость 1—10 *мдарси*, уд. дебиты 0,0005—0,0001 *л/сек*; *5* — проницаемость 1—0,1 *мдарси*, уд. дебиты 0,0001—0,00005 *л/сек*; *6* — проницаемость < 0,1 *мдарси*, уд. дебиты < 0,00005 *л/сек*; *7* — участки с аномально пониженными коллекторскими свойствами; *8* — изолинии значений открытой пористости; *9* — граница современного распространения осадков; *10* — группы и одиночные скважины, по которым определены параметры коллекторских свойств пород

рить, что повышенное содержание глинистого цемента в песчаниках заводоуковской серии центральных районов низменности является основной причиной плохих коллекторских свойств.

Следовательно, участки с улучшенными коллекторами пород заводоуковской серии следует искать в зонах, где существовали усло-

http://jurassic.ru/

вия перемыва и выноса глинистых частиц. Эти участки приурочены к склонам и сводовым частям структур с интенсивным ростом в период накопления пород заводоуковской серии. Такие структуры известны в Березовском районе Тюменской области. На склонах Чуэльской, Березовской, Алясовских и других структур, характеризующихся интенсивным развитием в юрское время, появляются прослои и пачки песчаников и гравелитов с открытой пористостью до 31% и проницаемостью 200—500 *мдарси*. В этом же районе на структурах со слабым ростом в юрское время (Резимовской, Шаховской) открытая пористость песчаников заводоуковской серии не превышает 10—15%, а проницаемость, как правило, меньше 0,1 *мдарси*.

Коллекторские свойства пород заводоуковской серии во многом зависят также от наличия карбонатного пойкилитового цемента. Сравнение образцов с глинистым и карбонатным цементом показывает, что увеличение кальцитового пойкилитового цемента ухудшает коллекторские свойства примерно в 2 раза интенсивнее, чем аналогичное увеличение содержания глинистого цемента в породе. Пойкилитовый кальцитовый цемент широко развит в породах заводоуковской серии. Очень часто он приурочен к наиболее грубозернистым осадкам, но условия, приводящие к появлению пойкилитового кальцита в порах песчаных пород, еще не выяснены. Н. М. Страхов (1961) связывает это явление с перераспределением карбонатов при уплотнении глинистых пород. Г. Н. Перозио (1961) важное значение придает циркуляции гидрокарбонатных подземных вод.

Большое влияние на коллекторские свойства пород оказывают строение порового пространства и форма контактов обломочных зерен. Р. Сивер (Siever, 1959) различает несколько типов контактов обломочных зерен: касательные, прямые, выпукло-вогнутые и сутурные. Наилучшими коллекторскими свойствами обладают породы с касательными контактами. При прямых и выпукло-вогнутых контактах на глубине 2000—3000 *м* развиваются процессы растворения и регенерации, которые приводят к образованию спаянных структур. В породах заводоуковской серии центральных районов низменности отмечены почти все виды контактов, но закономерности их распространения и связь с фациями не установлена.

Существенное значение имеет также минералогический состав обломочного материала. Некоторое улучшение коллекторских свойств вверх по разрезу заводоуковской серии в центральных районах низменности, по-видимому, связано с присутствием в песчаниках и алевролитах обломков пород, количество которых увеличивается с глубиной. Наличие мало устойчивых к вторичным изменениям обломков пород, таких, как эффузивные породы, карбонаты и др., приводит к ухудшению коллекторских свойств. Также следует учитывать, что на больших глубинах (2000—3000 *м*) под влиянием все возрастающего горного давления такие минералы, как плагиоклазы и слюды, начинают деформироваться, раскалываться на более мелкие обломки, которые вдавливаются в свободное поровое пространство, влияя на величину открытой пористости в сторону ее уменьшения. По данным Г. Н. Перозио, эти процессы широко развиты в породах заводоуковской серии, особенно в центральных частях низменности.

Необходимо также остановиться на коллекторских свойствах пород, обогащенных кварцем и калиевыми полевыми шпатами. Кварцевые песчаники и гравелиты встречены только в пределах Березовского района и на Каменном месторождении нефти. Они обладают высокими коллекторскими свойствами. На ряде площадей (Шеркалинской и др.) отмечено, что в пластах с преобладанием неизмененных калиевых поле-

http://jurassic.ru/

вых шпатов над плагиоклазами открытая пористость и особенно проницаемость увеличиваются в 1,5—2 раза. Наличие неразрушенных калиевых полевых шпатов в обломочном материале указывает на близость источника сноса. В связи с этим прогнозирование распространения таких пород может осуществляться по материалам гравимагнитных съемок. В местах выхода на поверхность фундамента кислых интрузивных пород следует ожидать улучшения коллекторских свойств пород в перекрывающих осадочных образованиях (Ростовцев, Симоненко, 1959).

Очень большое значение также имели крупные выступы фундамента, расположенные во внутренней зоне низменности в достаточном удалении от ее обрамления и в течение всего периода накопления осадков заводоуковской серии представлявшие собой сушу — область размыва и сноса обломочного материала. Такими выступами являлись Старо-Солдатский вал, Межовское поднятие, центральная часть Парабельского вала (Сенькинская структура), очевидно, бóльшая часть Туйского вала. На склонах этих поднятий и в непосредственной близости к ним коллекторские свойства пород заводоуковской серии резко улучшаются (Гурари, 1962а).

В отложениях заводоуковской серии выявлено одно газо-конденсатное месторождение (Усть-Сильгинское) и многочисленные нефтепроявления, которые приурочены преимущественно к областям развития озерно-лагунных и морских фаций. Характерно, что нефтепроявления имеются даже в скважинах, пробуренных вне локальных структур. Ниже дано описание известных нефтепроявлений (с запада на восток).

Кислорская площадь. Расположена в Березовском районе Ханты-Мансийского национального округа, в 85 *км* к востоку от пос. Березово, на правом берегу р. Казыма.

В скв. 158-Р, пробуренной в пределах Кислорской локальной структуры, из кровли тюменской свиты получены незначительные притоки нефти (интервал 2047—2057 *м*). Нефть приурочена к кровле пласта песчаника мощностью 40 *м*, перекрытого глинистыми породами абалакской свиты. Песчаник светло-серый, мелкозернистый с глинистым цементом, с включениями углистых растительных остатков, с прослоями плотного буровато-серого скрытокристаллического известняка. В основании пласта встречаются единичные окатанные гальки песчаников. Нефть легкая, малосернистая.

Ягано-Куртская (Большекаменская) площадь. Находится на левом берегу р. Оби, в 15 *км* к юго-западу от с. Октябрьского Ханты-Мансийского национального округа.

Ягано-Куртская структура выявлена сейсморазведочными работами в 1958 г. и представляет собой по кровле тюменской свиты брахиантиклинальное поднятие меридионального простирания размером 3,5×7,5 *км*, площадью 17,5 *км*^{2}, с амплитудой 50 *м*. В пределах структуры пробурено две скважины 141-Р и 144-Р, расположенные соответственно на северной периклинали и западном крыле. В скв. 141-Р в кровле тюменской свиты залегают три пласта песчанистых алевролитов с прослоями мелкозернистого песчаника, в керне которых отмечался запах нефти. Песчаники и алевролиты перекрыты глинистыми породами абалакской свиты.

В скв. 144-Р в кровле тюменской свиты залегает маломощный пласт серого мелкозернистого песчаника с углистым детритом и включениями пирита. Цемент глинистый. Этот пласт перекрывается отложениями абалакской свиты, в основании с пластом светло-серых с зеленоватым оттенком мелкозернистых песчаников с включениями гла-

http://jurassic.ru/

уконита, обломками раковин пелеципод и прослоями глинистых сидеритов. В 1960 г. при испытании песчаников кровли тюменской свиты (интервал 2258—2261, 2266—2270 и 2273—2277 *м*) в скв. 141-Р получены небольшие притоки воды с нефтью и газом. При динамическом уровне 1224 *м* дебит воды равен 2,155 *м³/сутки*, нефти 0,145 *м³/сутки*. На устье скважины выделялось небольшое количество газа с дебитом 36,2 *м³/сутки*. В скв. 144-Р при бурении и испытании нефтепроявлений не было отмечено.

Карем-Постская (Большекаменская) площадь. Карем-Постская локальная структура, выявленная сейсморазведкой в 1958 г., расположена на левом берегу р. Оби, в 19 *км* к юго-востоку от с. Октябрьского, в 15 *км* восточнее Ягано-Куртского поднятия. Структура имеет северо-восточное простирание. По кровле тюменской свиты она оконтуривается изогипсой —2300 *м* и имеет размер 2,0×2,5 *км*, площадь 3,2 *км²*, амплитуду около 25 *м*.

В пределах структуры пробурено две скважины (142-Р и 143-Р). В сводовой скважине 142-Р отмечены нефтепроявления в подошве и кровле тюменской свиты. В основании тюменской свиты на глубине 2565,4—2568 *м*, на расстоянии 4 *м* от фундамента залегает пласт песчаника, характеризующийся кажущимся сопротивлением 75 *ом·м* и аномалией «ПС» в 40 *мв*. При испытании пласта открытым забоем (интервал 2558,5—2604,0 *м*) в 1961 г. были получены небольшие притоки воды с нефтью. При свабировании неоднократно образовывалась песчаная пробка. При первой промывке песчаной пробки был зафиксирован выброс нефти с газом продолжительностью 30 *мин*. Дебит нефти определить не удалось. Дебит воды с нефтью при динамическом уровне 961,5 *м* составляет 2,016 *м³/сутки*. Температура на глубине 2430 *м* равна 92° С.

В кровле тюменской свиты в этой же скважине вскрыт песчаный пласт мощностью 16 *м*, характеризующийся удельным сопротивлением 20 *ом·м* с амплитудой «ПС», равной 30 *мв*. Песчаники перекрыты глинистыми отложениями абалакской свиты. При испытании из пласта получена вода с нефтью. При динамическом уровне 867 *м* суммарный дебит воды и нефти 10,1 *м³/сутки*. Дебит нефти при самоизливе во время спуска компрессорных трубок 0,41 *м³/сутки*. Температура на глубине 2350 *м* 86° С.

Мало-Атлымская площадь. Расположена в Кондинском районе Ханты-Мансийского национального округа. Нефтепроявления отмечены в двух скважинах.

В скв. 1-Р при испытании в 1959 г. интервала 2703—2706 *м* после прострела и долива в скважину технической воды появилась нефть с дебитом 10,8 *л/сутки*. Скважина пробурена в небольшой синклинальной структуре, разделяющей Подгорненское и Мало-Атлымское локальные поднятия. Пласт с нефтью приурочен к тюменской свите и залегает на глубине 2704—2711 *м* на расстоянии 67 *м* от подошвы и 185 *м* от кровли свиты. Перфорированы верхние 2 *м* пласта. Пласт представлен светло-серыми, мелкозернистыми полимиктовыми песчаниками с глинистым цементом. Открытая пористость по четырем образцам составляет 10,75—13,82% (средняя 12,75%), проницаемость 0,077—0,613 *мдарси* (средняя 0,315 *мдарси*). Песчаники перекрываются и подстилаются черными битуминозными аргиллитами. Температура на глубине 2700 *м* равна 153° С, избыточное давление на устье 14,0 *атм*.

В этой же скважине небольшое количество нефти получено при перфорации интервала 2554—2559 *м*, приуроченного также к отложениям тюменской свиты. Пласт с нефтью залегает на глубине 2556—

http://jurassic.ru/

2562 *м* на расстоянии 37 *м* от кровли и 216 *м* от подошвы тюменской свиты и представлен мелкозернистым песчаником. Замеры дебитов производились при доливе в скважину технической воды. Дебит воды равен 0,047—0,118 *м*³/*сутки*, нефти 2—43 *л/сутки*, газа 0,32—1,0 *м*³/*сутки*. Температура на глубине 2545 *м* равна 142° С. За все время испытания отобрано 230 *л* нефти.

В скв. 3-Р, пробуренной к западу от скв. 1-Р, в пределах Подгорненской структуры незначительные притоки нефти получены из горизонта, который сопоставляется с пластом песчаника в интервале 2556—2562 *м* скв. 1-Р. При перфорации этого пласта в интервале 2460—2480 *м* в скв. 3-Р, до устья заполненной технической водой, был получен небольшой приток воды с дебитом 0,07 *м*³/*сутки* с пленкой нефти. При понижении уровня до 1100 *м* с последующим доливом воды до устья был получен перелив нефти с дебитом 70 *л/сутки* и газа 0,7 *м*³/*сутки*. Избыточное давление на устье равно 12,0 *атм*.

Ай-Торская площадь. Расположена в Октябрьском районе Ханты-Мансийского национального округа. В скв. 3-Р этой площади при испытании открытым забоем интервала 2433—2402 *м*, приуроченного к контакту отложений абалакской свиты (J_3) и фундамента, представленного трещиноватыми глинисто-серицитовыми сланцами, при динамическом уровне 1473 *м* получено 0,475 *м*³/*сутки* воды в вязкой нефти. Ориентировочный дебит нефти равен 88 *л/сутки*.

Красноленинская площадь. В скв. 1-Р, пробуренной на северо-восточном склоне Красноленинского вала в Октябрьском районе Тюменской области, при испытании интервалов 2448—2470 и 2406—2435 *м*, охватывающих почти весь разрез тюменской свиты, притоков флюидов не получено. Спуск пластоиспытателя также положительных результатов не дал. Однако в процессе испытания из затрубного пространства между 5- и 12-дюймовыми колоннами наблюдалось выделение газа и раствора с пленкой нефти. Всего отобрано 6 *м*³ нефти.

Сургутская площадь. Нефтепроявления отмечены в скважинах Сургутского локального поднятия, расположенного в Сургутском районе Ханты-Мансийского национального округа, на правом берегу р. Оби.

Сургутское поднятие представляет собой вытянутую в северо-западном направлении структуру размером 9,5×15 *км*, площадью 122,6 *км*², с амплитудой по поверхности фундамента 170 *м*. В пределах структуры пробурено четыре скважины — три (52-Р, 53-Р и 55-Р) в присводовой части и одна (51-Р) на южном крыле. Фундамент вскрыт на глубине 2995—3070 *м* в скважинах 52-Р и 51-Р. Остальные скважины остановлены в отложениях валанжина и юры.

Впервые нефтепроявления были отмечены в скв. 51-Р, в пласте, залегающем на глубине 3013—3022 *м* (48 *м* от подошвы и 125 *м* от кровли свиты) и представленном полимиктовыми песчаниками светло-серыми, среднезернистыми, с отдельными гравийными зернами кварца. Цемент песчаников глинистый, типа порового и соприкосновения. Открытая пористость равна 7%. При испытании пласта в начале 1961 г. на каротажном кабеле были отмечены мазки нефти. В этой же скважине в июне 1961 г. при испытании пласта песчаника в кровле локосовской пачки тюменской свиты отмечены пленки нефти на поплавке аппарата Яковлева. Пласт представлен полимиктовыми песчаниками, светло-серыми, мелкозернистыми, с базальным и поровым известково-глинистым цементом.

В октябре 1961 г. в сводовой скважине 53-Р из пласта песчаника в кровле локосовской пачки (глубина 2683—2689 *м*) был получен не-

http://jurassic.ru/

большой приток нефти без воды с дебитом 1,71 *м³/сутки* при динамическом уровне 768 *м*. Температура на глубине 2680 *м* равна 81° С.

Ново-Васюганская площадь. Притоки нефти получены в опорной скважине, расположенной на восточном крыле Ново-Васюганской локальной структуры, в Ново-Васюганском районе Томской области, на левом берегу р. Васюгана. Скважина не вышла из тюменской свиты и остановлена бурением на глубине 3004 *м*.

Нефтепроявления отмечены по всему разрезу тюменской свиты в следующих интервалах.

12 мая 1959 г. при испытании в интервале 2982—2988 *м* (низы тюменской свиты) из пласта, характеризующегося высоким кажущимся сопротивлением в 150 *ом·м* и аномалией «ПС» с амплитудой 10 *мв*, при многократном понижении уровня жидкости до глубины 1600—1900 *м* получены притоки воды с дебитом 70—80 *л/сутки* и нефти 1,4—1,5 *л/сутки*.

При опробовании пласта песчаника, залегающего на глубине 2951—2952 *м* (низы тюменской свиты) и перфорированного в интервале 2943—2954 *м*, при многократных снижениях уровня жидкости до глубины 1900 *м* получены небольшие притоки воды (0,1—0,2 *м³/сутки*) и нефти (до 2 *л/ сутки*).

При совместном испытании в интервалах 2914—2921 и 2927—2933 *м* мелко- и среднезернистых, крепкосцементированных песчаников, содержащих прослои темно-серых аргиллитов, при многократном снижении уровня до глубины 1840 *м* получены притоки воды с дебитом 0,12—0,264 *м³/сутки* и нефти до 1,5 *л/сутки*. Дебиты воды к концу периода испытания уменьшились. Из пласта мелкозернистых песчаников с прослоями алевролитов и аргиллитов, лежащего в середине тюменской свиты (интервал 2885—2892 *м*), при многократных понижениях уровня жидкости до глубины 1800—2200 *м* получены притоки воды с дебитом 0,105—0,231 *м³/сутки* и нефти 0,3—2 *л/сутки*.

При совместном опробовании (при разновременном прострелe) чередующихся прослоев песчаников и алевролитов, залегающих в интервалах 2844—2849 и 2854—2860 *м*, при динамическом уровне 1780 *м* получен приток воды (дебит 0,592 *м³/сутки*) с пленкой нефти. Приближенно приток нефти равен 0,1 *л/сутки*. В интервале 2802—2912 *м* опробованы также чередующиеся пласты песчаников и аргиллитов. При снижении уровня до 1780 *м* дебит воды составил 0,722 *м³/сутки*. Нефть поступала в виде пленки. Из самого верхнего песчаника, лежащего в кровле локосовской пачки (интервал 2716—2728 *м*), при динамическом уровне 1780 *м* наблюдался приток воды 0,33 *м³/сутки* и нефти — 3 *л/сутки*. При проходке этого пласта были подняты песчаники с сильным запахом нефти. При забое скважины 2753 *м* на поверхности раствора появилась пленка нефти. С глубины 2729 *м* наблюдалось газирование глинистого раствора. Близкие данные опробования всех горизонтов тюменской свиты позволяют предполагать, что эксплуатационная колонна негерметична и изоляция пластов некачественна.

Колпашевская площадь. Расположена в Колпашевском районе Томской области, на левом берегу р. Оби. Нефть получена в скв. 2-Р, пробуренной на далеком северо-восточном крыле Колпашевской структуры из пласта крепкосцементированного мелкозернистого песчаника, лежащего на глубине 2862—2866 *м* в основании тюменской свиты. По данным Ю. К. Кононовой, керн издавал запах нефти. Открытая пористость песчаников равна 6—11%.

При испытании произведена перфорация колонны в интервале 2860—2870 *м*. При снижении уровня до глубины 1324 *м* было получено небольшое количество воды с нефтью. Дебит воды равен

http://jurassic.ru/

150 *л/сутки*, дебит нефти 2—3 *л/сутки*. В течение 13 суток отобрано 48 *кг* нефти. В зоне пласта было произведено торпедирование. После торпедирования, при понижении уровня до 1451 *м* было получено 510 *л/сутки* воды и 1,5—2 *кг/сутки* нефти. Температура на глубине 2860 *м* равна 119,5° С. Нефть парафинистая, при температуре 18° С густая, мазеподобная.

В этой же скважине признаки нефти отмечены на глубине 2640—2645 *м* в пласте песчаника, лежащего в низах тюменской свиты. При испытании интервала 2668—2646 *м* была получена вода с пленкой нефти. Дебит воды равен 1,3 $м^3$*/сутки*, при динамическом уровне 1000 *м*.

Назинская площадь. Расположена в Александровском районе Томской области, на левом берегу р. Оби. Притоки газа с конденсатом получены в скв. 6-Р, пробуренной на южном крыле Назинского локального поднятия, в пределах небольшого структурного осложнения, имеющего амплитуду около 30 *м*.

В 1961 г. при испытании интервала 2413—2425 *м*, приуроченного к мощному пласту песчаника в низах тюменской свиты (в 20 *м* выше поверхности фундамента), был получен газ с конденсатом. Дебит газа до 23 000 $м^3$*/сутки*, конденсата 0,5 $м^3$*/сутки*. После длительной обработки пласта поверхностно-активными веществами и соляной кислотой устойчивый дебит газа составил 2650 $м^3$*/сутки*. Пластовое давление равно 184 *атм*. Состав газа, по данным лаборатории Новосибирского геологического управления, следующий: CO_2 3,9%; O_2 0,76%; CH_4 70,79%; C_2H_6+высшие углеводороды 21,25%; N_2+редкие 3,3%.

Газоносный пласт представлен светло-серым мелкозернистым слабо сцементированным песчаником с глинисто-известковистым цементом. Эффективная пористость его равна 4—12%, проницаемость 0—3,3 *мдарси*.

Черемшанская площадь. Находится в Ново-Васюганском районе Томской области. Нефть получена в скв. 1-Р, пробуренной на своде Черемшанской структуры. В 1962 г. при испытании интервала 3001—3008 *м*, приуроченного к низам тюменской свиты, при динамическом уровне 1300 *м* за 33 *ч* получен приток воды с нефтью в количестве 14 $м^3$. Ориентировочный дебит нефти 115 *л/сутки*.

Средне-Васюганская площадь. В скв. 1-Р, пробуренной на своде Средне-Васюганской локальной структуры в Ново-Васюганском районе Томской области, в 1961 г. при испытании песчаного пласта в кровле тюменской свиты (интервал 2331—2315 *м*) получен слабый перелив воды с пленкой нефти.

Александровская площадь. Расположена в Александровском районе Томской области. Нефтепроявления отмечены в 1961 г. при опробовании скв. 1-Р, пробуренной на своде небольшой локальной структуры. При испытании интервала 2580—2596 *м*, приуроченного к контакту отложений тюменской свиты с корой выветривания, при понижении уровня в скважине до глубины 1700 *м* получен слабый приток воды (0,033 $м^3$*/сутки*) с пленкой нефти. В керне пород коры выветривания по трещинам отмечен запах нефти. После перфорации интервала 2522—2530 *м*, при снижении уровня жидкости в скважине до глубины 1750 *м* был также получен небольшой приток воды (0,46 $м^3$*/сутки*) с пленкой нефти.

В пределах Усть-Балыкского и Мегионского нефтяных месторождений признаки нефти в породах тюменской свиты также отмечались. Описание их приведено при характеристике этих месторождений. Поскольку отложения тюменской свиты гидравлически тесно связаны с вышележащими породами барабинской пачки и вогулкинской толщи,

http://jurassic.ru/

общие закономерности в распределении нефтепроявлений и изменения химического состава нефтей приводятся после описания марьяновской нефтегазосодержащей толщи.

НЕФТЕГАЗОСОДЕРЖАЩАЯ ТОЛЩА МАРЬЯНОВСКОЙ СВИТЫ И ЕЕ АНАЛОГОВ

Эта толща верхнеюрско-нижневаланжинского возраста представлена в основном глинистыми морскими отложениями марьяновской, абалакской и тутлеймской свит, которые на западной, южной и восточной окраинах низменности замещаются прибрежно-морскими песчано-глинистыми образованиями, а на юго-востоке — красноцветными породами тяжинской свиты. В западной части низменности, где породы этой толщи залегают непосредственно на фундаменте или на маломощных осадках тюменской свиты, в их основании развит базальный пласт песчаников и гравелитов, выделяемый под названием вогулкинской толщи и достигающий мощности 100 *м*. В центральных районах низменности базальный пласт представлен маломощной (до 12—15 *м*) барабинской пачкой преимущественно глауконитовых песчаников. На многих площадях, а также на сводах некоторых поднятий барабинские песчаники отсутствуют, и глинистые отложения марьяновской свиты налегают непосредственно на песчаники кровли локосовской пачки. Гидравлически породы базального горизонта тесно связаны с отложениями тюменской свиты. На отдельных месторождениях плоскость газо-водяного контакта сечет границу раздела этих осадков.

В окраинных частях низменности, где развиты прибрежно-континентальные лагунные и частично морские фации, в период осадконакопления и диагенеза пород толщи существовала окислительная среда. Ширина этой зоны 20—50 *км* и лишь в юго-восточной части достигает 400 *км*. По данным Н. П. Запивалова, окислительно-восстановительная емкость пород в этой зоне не превышает $1{,}0\ \frac{мг\ O_2}{100}$, содержание восстановленной серы не более 0,05—0,1%. В породах преобладают окисленные формы железа. В юго-восточной части низменности отмечается повышенное содержание обломочных форм железа (до 3%). Содержание органического углерода в глинистых породах периферической зоны менее 1,5% и уменьшается по направлению к обрамлению (рис. 22). Гуминовые кислоты содержатся в количестве от 0 до 4,48%, в среднем 0,2—0,6%. Спирто-бензольные битумы, как правило, преобладают. Содержание хлороформенных битумов не превышает 0,1% (рис. 23). В органическом веществе оно не выше 1%, обычно 0,2—0,8%.

В центральной части низменности, где развиты битуминозные морские фации, среда осадконакопления и диагенеза являлась резко восстановительной. По данным Н. П. Запивалова, окислительно-восстановительная емкость в окраинных частях центральной области равна $2\ \frac{мг\ O_2}{100}$, в западной ее части она увеличивается. В районах Шаима и Леушей выделяется обособленный участок, на котором окислительно-восстановительная емкость пород увеличивается до $8{,}1\ \frac{мг\ O_2}{100}$. Содержание восстановленной серы в центральной области более 1,5%. Из аутигенных минералов широко развит пирит.

Среднее содержание органического углерода в глинистых породах марьяновской свиты центральной части изменяется от 1,5 до 10—13%. Гуминовые кислоты отсутствуют. В песчаных породах барабинской пачки и вогулкинской толщи содержание органического углерода

http://jurassic.ru/

уменьшается до 1—2%, но в отдельных образцах достигает 5,07%. Отсутствие гуминовых кислот позволяет предполагать относительно высокую степень метаморфизма органического вещества.

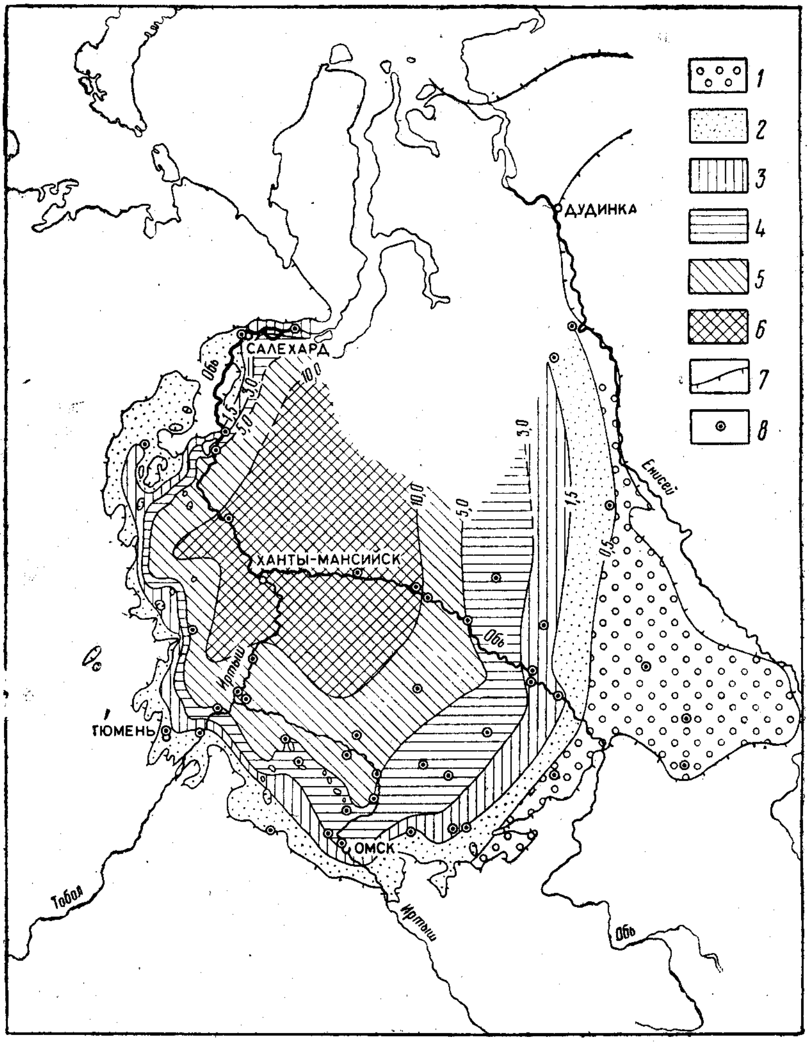


Рис. 22. Схематическая карта изменения содержания органического углерода в верхнеюрско-нижневаланжинских отложениях (марьяновская, абалакская, тутлеймская свиты). Составили Ф. Г. Гурари, Н. П. Запивалов, И. И. Нестеров по данным Тюменского, Новосибирского ГУ и СНИИГГиМС

Зоны с содержанием $C_{орг}$: *1* — от 0 до 0,5%, *2* — от 0,5 до 1,5, *3* — от 1,5 до 3,0%, *4* — от 3,0 до 5,0%, *5* — от 5,0 до 10,0%, *6* — более 10%; *7* — граница современного распространения осадков; *8* — скважины и группы скважин, по которым проведены определения $C_{орг}$

По данным химико-петрографических исследований остаточного органического вещества, произведенных во ВНИГРИ Г. М. Парпаровой, степень метаморфизма органического вещества пород марьяновской свиты достигает буроугольной и буроугольно-длиннопламенной стадий (см. табл. 3, 4).

Элементарный состав остаточного органического вещества пород марьяновской свиты характерен для углей, и лишь в отдельных образ-

http://jurassic.ru/

цах из скважин Малиновской, Ново-Логиновской, Саргатской и Большереченской площадей он приближается к элементарному составу хлороформенных битумов и кислородных асфальтов (табл. 5).

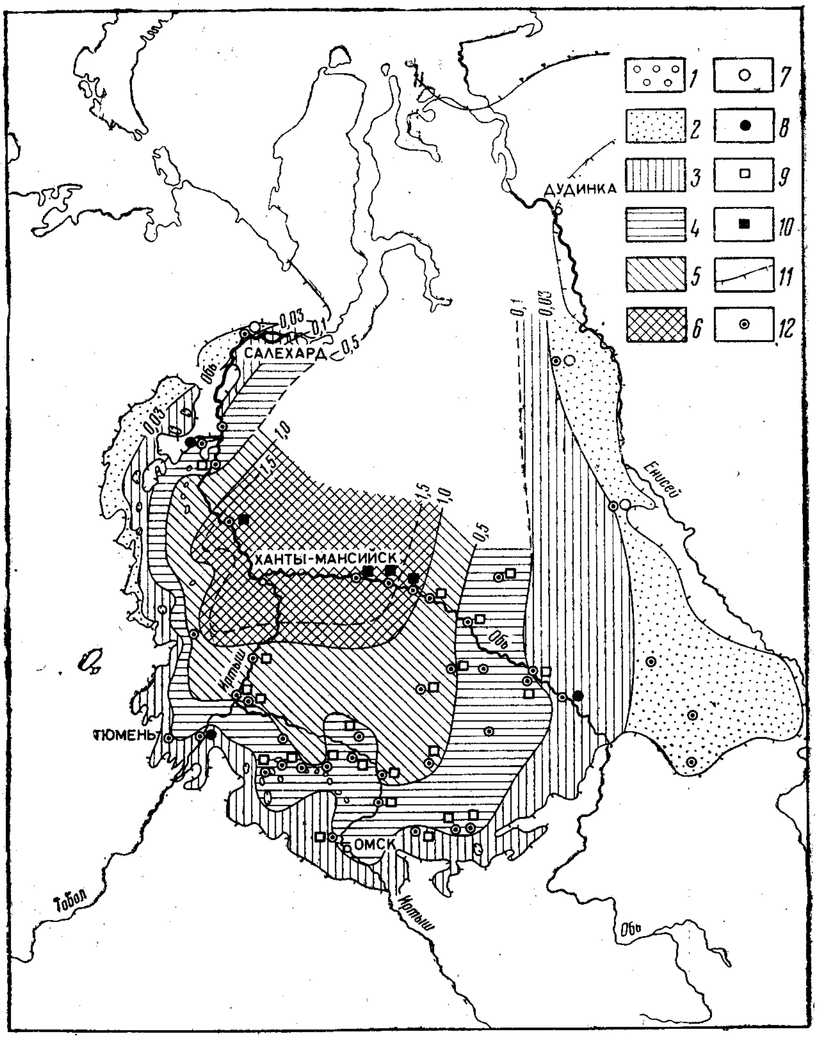


Рис. 23. Схематическая карта изменения содержания хлороформенных битумов в верхнеюрско-нижневаланжинских отложениях (марьяновская, абалакская и тутлеймская свиты). Составили Ф. Г. Гурари, Н. П. Запивалов, И. И. Нестеров по данным Тюменского, Новосибирского ГУ и СНИИГГиМС

Зоны с содержанием хлороформенных битумов: *1* — от 0 до 0,01%, *2* — от 0,01 до до 0,03, *3* — от 0,03 до 0,10%, *4* — от 0,1 до 0,5%, *5* — от 0,5 до 1,0%, *6* — более 1,0%; содержание хлороформенных битумов в органическом веществе: *7* — от 0 до 1,5%, *8* — от 1,5 до 3%; *9* — от 3 до 10%; *10* — более 10%; *11* — граница современного распространения осадков; *12* — скважины и группы скважин, по которым проведены определения хлороформенных битумов

В соответствии с изменением содержания органического углерода изменяется и содержание хлороформенных битумов, количество которых в битуминозных породах марьяновской свиты центральной области составляет от 0,5 до 1,5%. Содержание хлороформенных битумов в органическом веществе (степень восстановленности) изменяется от 1 до 18%. Для пород с содержанием хлороформенного битума от 0,1 до

http://jurassic.ru/

Таблица 5

Элементарный состав остаточного органического вещества из пород мезозоя Западно-Сибирской низменности

Разведочная площадь № скважины	Глубина, м	Название породы	Влаги, %	Содержание на сухое вещество, %		Элементарный состав органического вещества, %					Лаборатория
				золы	серы общей, пиритной*	C	H	N	O	S	
					Покурская свита						
Покурская 1-Р	1562	Уголь	0,77	3,16	0,23	77,71	5,1	1,28	15,91	—	ВНИГРИ
					Фроловская свита						
Ханты-Мансийская 1-Р	1992,76—1999,26	Аргиллит	3,43	1,06	(0,33)	78,08	5,99	2,52	0,75	12,65	»
1-Р	1948,2 —2160,66	»	4,55	3,62	(0,46)	79,06	4,32	2,11	0,35	14,16	»
Покурская 1-Р	2042,7	Уголь	3,08	6,97	0,88	79,9	6,44	1,63	12,08		»
					Татарская свита						
Уватская 1-Р	2108,35—2314,4	Аргиллит	6,82	12,08	(6,33)	74,83	4,57	1,95	2,41	16,24	»
1-Р	2705,4 —2743,5	»	0,95	20,39	(14,92)	77,58	7,61	1,77	5,73	7,31	»
					Марьяновская свита						
Викуловская 1-Р	1919—1925	»	2,49	18,29	(13,23)	75,28	6,94	—	4,47	—	»
2-Р	2002—2008	»	1,43	18,77	(12,22)	76,26	6,52	2,0	3,22	12,00	»
Большереченская 1-Р	2482—2531	»	4,99	20,81	(14,0)	76,4	8,01	2.21	4,49	8,89	»
Саргатская 2-Р	2480	»									
4-Р	2367,85—2403,15	»	1,28	19,71	(14,52)	77,04	7,71	1,99	4,91	8,35	»
4-Р	2370	»	—	—	—	75,44	7,62	2,29	—	—	»
4-Р	2401	»	—	—	—	65,25	7,23	2,54	—	—	»
5-Р	2469—2476	»	1,35	14,55	(9,87)	77,19	7,71	—	4,64	—	»
5-Р	2472	»	—	—	—	77,5	8,36	2,03	—	—	»
6-Р	2407	»	—	—	—	76,67	6,74	2,17	—	—	»
6-Р	2429	»	—	—	—	73,97	8,06	1,94	—	—	»

http://jurassic.ru/

Омская											
1-Р	2346—2352	„	1,83	13,93	(9,51)	74,41	7,43	—	7,29	—	„
Ларьякская											
1-Р	2660	„	1,76	18,01	(11,10)	76,51	6,99	2,24	3,72	10,54	„
1-Р	2639	„	1,93	20,14	(14,92)	75,81	7,13	2,26	4,24	10,56	„
Барабинская											
1-Р	2053	„	—	—	—	66,29	6,64	2,22	—	—	„
Малиновская											
2-Р	2032	„	—	—	—	81,9	7,77	2,0	—	—	„
Колпашевская											
5-Р	2290	„	—	—	—	79,66	9,03	1,87	—	—	„
Назинская											
1-Р	2296—2298	„	—	—	—	68,84	9,44	2,45	—	—	„
1-Р	2333—2334	„	—	—	—	77,47	7,58	1,88	—	—	„
Ново-Логиновская											
1-Р	2609—2614	„	—	—	—	75,56	7,78	2,06	—	—	„
					Заводоуковская серия						
Белогорская											
1-Р	1481,5	Уголь	6,38	10,71	0,26	67,76	5,66	—	26,58	—	СНИИГГиМС
1-Р	1509	„	6,39	3,89	0,2	69,09	5,37	—	25,54	—	„
1-Р	1925	„	2,28	3,16	0,34	75,41	8,33	—	16,26	—	„
Колпашевская											
2-Р	2842	Аргиллит	1,12	3,65	(0,58)	74,96	7,31	2,04	0,95	4,74	ВНИГРИ
Назинская											
1-Р	2589—2595					84,22	4,22	1,91	—	—	„
Итатское буроугольное месторождение											
760	41	Уголь	13,62	8,1	1,0	68,71	4,59	—	26,7	—	„
621	124	„	9,32	28,51	0,53	74,4	4,84	1,33	—	10,43	„
Тисельское буроугольное месторождение	Штольня 1	„	13,47	10,93	0,5	69,09	4,39	1,09	—	25,43	„
	„	„	8,1	20,67	—	70,69	5,57	1,08	—	22,66	„
	„	„	19,89	14,68	0,67	72,81	4,68	1,17	—	21,35	„
	„ 3	„	13,5	6,35	0,47	74,61	4,5	0,96	—	19,93	„

* Содержание серы пиритной указано в скобках.

П р и м е ч а н и е. Для углей анализ органического вещества производился в целом, для аргиллитов — анализ концентрата остаточного органического вещества, полученного с помощью фтористоводородной кислоты, после удаления битуминозных компонентов (извлекаемых хлороформом, спирто-бензолом) и гуминовых кислот.

http://jurassic.ru/

1,0% восстановленность органического вещества обычно равна 1—5%, а для пород с содержанием хлороформенных битумов более 1,0% 5—18% (см. рис. 23).

По элементарному составу хлороформенные битумы марьяновской свиты отличаются от хлороформенных битумов заводоуковской серии более высоким содержанием водорода (см. рис. 44). На треугольнике элементарного состава все анализы ложатся в определенную узкую зону, вытянутую по направлению к нефтям.

Большинство анализов по содержанию углерода и водорода сходны с элементарным составом сернистых и кислородных асфальтов. В отдельных образцах из скважин Назинской, Бочкаревской, Нижне-Вартовской и Мегионской площадей элементарный состав хлороформенных битумов сходен с элементарным составом сернистых нефтей. По направлению к обрамлению низменности в элементарном составе хлороформенных битумов марьяновской свиты отмечается увеличение содержания серы, азота и кислорода за счет уменьшения углерода и частично водорода. В Омской опорной скважине, в скважинах Покровской площади суммарное содержание серы, азота и кислорода достигает 15—20%, а количество углерода и водорода соответственно равно 72—78 и 6—8% (см. рис. 44).

По групповому составу хлороформенные битумы марьяновской свиты характеризуются небольшим содержанием асфальтенов (см. рис. 45). Количество смол и масел изменяется в широком диапазоне. Отмечается увеличение содержания масел в хлороформенных битумах к центру низменности. На Омской и Саргатской площадях преобладают хлороформенные битумы с повышенным содержанием смол (40—60%). В более северных районах, в пределах Уватской, Парабельской, Нарымской и других площадей, количество смол сокращается до 20—40%, а масел увеличивается до 60—80%. В одном образце из Парабельской скважины 1-Р хлороформенный битум по групповому составу приближается к сернистым нефтям (табл. 6).

Спирто-бензольные битумы в породах марьяновской свиты находятся в подчиненном количестве. По элементарному составу они сходны с углями, но в отдельных образцах элементарный состав их приближается к кислородным асфальтам.

Проницаемые породы в отложениях марьяновской свиты и ее аналогов встречаются в основании разреза, лишь на восточной, южной и западной окраинах появляются разрезы, сложенные чередующимися песчаниками, алевролитами и аргиллитами. По качеству коллекторов описываемой толщи можно выделить несколько районов.

Вдоль восточного и на отдельных участках вблизи западного обрамления низменности отложения толщи представлены чередующимися песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Песчаники и алевролиты в этих зонах обладают хорошими коллекторскими свойствами. Открытая пористость их составляет 10—25%, а в отдельных пластах до 30%, проницаемость до 1300 *мдарси*. Из песчаников этой зоны на Ереминской, Зареченской, Ермаковской, Кыксинской площадях получены притоки воды с удельными дебитами от 0,01 до 0,145 *л/сек*. Ширина описываемой зоны на востоке равна 0—50 *км*, на западе 0—30 *км*. По направлению к центру низменности песчано-алевролито-глинистые осадки толщи фациально замещаются глинистыми породами марьяновской свиты. Зона перехода песчаников в глинистые осадки сравнительно узкая и имеет ширину на востоке около 50 *км*, на западе 0—50 *км*, лишь на юго-востоке расширяясь до 150 *км*. В этой переходной зоне коллекторские свойства пород несколько снижаются, главным образом за счет увеличения в песчаниках цемента.

http://jurassic.ru/

Таблица 6

Групповой и элементарный состав хлороформенных битумов Западно-Сибирской низменности

Разведочная площадь № скважины	Глубина, *м*	Геологический возраст	Групповой состав, %			Элементарный состав, %		
			Асфальтены	Смолы	Масла	C	H	C : H
Саргатская								
1-Р	2347	J_3	9,35	60,78	30,03	83,2	11,6	7,2
2-Р	2497	»	29,76	42,72	28,53	—	—	—
3-Р	2374	»	12,60	37,2	44,4	—	—	—
4-Р	2367—2373	»	9,97	53,96	37,8	78,48	9,85	7,95
4-Р	2401	»	4,77	36,28	51,5	—	—	—
5-Р	2475	»	9,66	28,86	54,52	—	—	—
6-Р	2404	»	3,0	46,31	58,0	—	—	—
6-Р	2426	»	8,10	67,6	29,97	—	—	—
6-Р	2430	»	10,5	42,53	54,16	—	—	—
6-Р	2428	»	7,91	40,7	46,30	79,16	10,13	7,81
Большереченская								
1-Р	2482	»	6,15	54,51	36,0	78,98	8,95	8,8
1-Р	2482—2486	»	9,18	44,94	44,4	80,5	9,32	8,61
1-Р	2482—2531	»	2,27	18,74	73,71	84,95	11,50	7,39
Уватская								
1-Р	2738—2743	»	8,98	23,85	69,60	—	—	—
Парабельская								
1-Р	2213—2219	»	1,62	11,37	84,3	—	—	—
2-Р	2343—2349	»	2,05	35,59	69,12	83,38	10,43	7,97
4-Р	2469—2474	»	7,57	24,19	72,0	—	—	—
Малиновская								
2-Р	2031—2037	»	6,04	28,23	65,78	—	—	—
Ново-Васюганская								
1-Р	2682	»	1,05	58,71	48,44	81,20	9,87	8,24
Нарымская								
2-Р	2399—2405	»	9,51	30,82	62,6	83,60	10,32	8,1
Шеркалинская								
130-Р	2130—2137	»	15,51	27,38	57,11	—	—	—
130-Р	2143—2146	»	12,62	41,69	49,66	—	—	—
Ханты-Мансийская								
1-Р	1948—2160	Cr_1^{h+b}	21,77	35,41	49,76	—	—	—
1-Р	1948—2160	»	46,37	15,39	24,96	Спирто-бензольный битум		
Сургутская								
1-Р	2963—2968	»	44,88	22,51	32,61	80,23	7,01	11,6
1-Р	3024—3028	»	46,69	18,44	34,61	—	—	—
1-Р	3045—3048	»	59,12	19,28	23,73	—	—	—

Открытая пористость песчаников здесь равна 10—15%, иногда до 20%, проницаемость до 240 *мдарси*. Удельные дебиты, как правило, меньше 0,01 *л/сек*, но в отдельных скважинах (Елогуйская) получены притоки воды с удельным дебитом до 0,015 *л/сек*.

На остальной территории Западно-Сибирской низменности, охватывающей область развития марьяновской свиты, обломочные породы-коллекторы развиты неповсеместно. В центральных районах низменности они отсутствуют (рис. 24), на западе и юге присутствуют в основании разреза марьяновской свиты, главным образом по склонам отдельных локальных и региональных структур. Во впадинах, разделяющих локальные поднятия, песчаники, как правило, глинизируются или полностью замещаются глинистыми породами.

По своим коллекторским свойствам базальные слои марьяновской свиты в разных участках низменности сильно отличаются друг от

http://jurassic.ru/

друга. Условно можно выделить два типа базальных слоев. Первый тип разреза встречается на тех участках, где морские отложения марьяновской свиты залегают непосредственно на фундаменте; здесь кол-

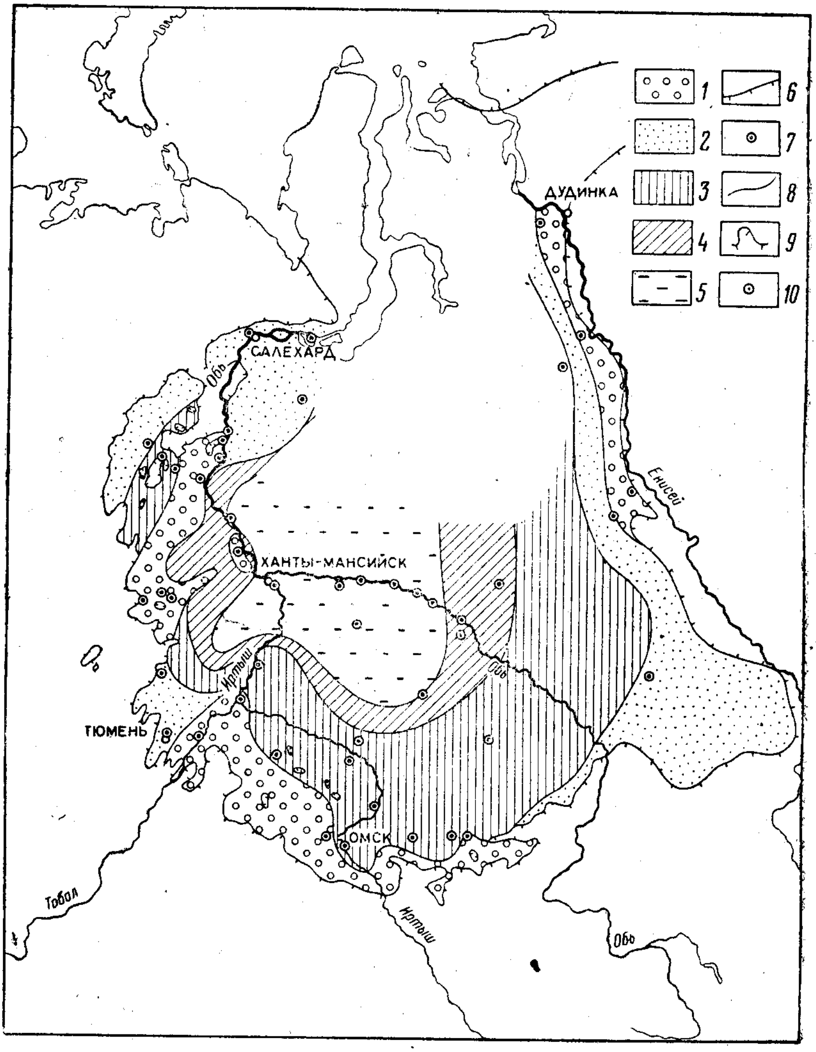


Рис. 24. Схематическая карта изменения коллекторских свойств базального слоя верхнеюрской морской трансгрессии (барабинская пачка и вогулкинская толща). Составили Ф. Г. Гурари, И. И. Нестеров по данным Тюменского, Новосибирского, Красноярского ГУ и СНИИГГиМС

1 — проницаемость > 500 *мдарси*, уд. дебиты > 0,01 *л/сек*; *2* — проницаемость 100—500 *мдарси*, уд. дебиты 0,01—0,001 *л/сек*; *3* — проницаемость 10—100 *мдарси*, уд. дебиты 0,001—0,0005 *л/сек*; *4* — проницаемость 1—10 *мдарси*, уд. дебиты 0,0005—0,0001 *л/сек*; *5* — проницаемость 1—0,1 *мдарси*, уд. дебиты 0,0001—0,00005 *л/сек*; *6* — проницаемость < 0,1 *мдарси*, уд. дебиты < 0,00005 *л/сек*; *7* — участки с аномально пониженными коллекторскими свойствами; *8* — изолинии значений открытой пористости; *9* — граница современного распространения осадков; *10* — группы и одиночные скважины, по которым определены параметры коллекторских свойств пород

лекторские свойства пород базального горизонта хорошие. Второй тип разреза наблюдается там, где морские отложения марьяновской свиты залегают на породах тюменской; коллекторские свойства песчаников на этих участках значительно хуже.

В западной части низменности базальные слои марьяновской свиты выделяются в вогулкинскую толщу. Последняя развита в Бере-

http://jurassic.ru/

зовско-Шаимском, Тобольско-Уватском и Покровском районах. Отложения ее в основном развиты на крыльях локальных структур. Во впадинах, разделяющих отдельные структуры или группы структур, песчаники вогулкинской толщи глинизируются, их коллекторские свойства ухудшаются, мощность сокращается, и они постепенно замещаются глинистыми отложениями марьяновской свиты. Отмечается зависимость коллекторских свойств вогулкинской толщи от величины амплитуды выступа фундамента. На крыльях резких, крутых структур, выступающих над уровнем кровли тюменской свиты более чем на 70 *м*, отложения вогулкинской толщи обладают большой мощностью и лучшими коллекторскими свойствами. На многих локальных структурах отмечается быстрое замещение песчаных пород глинистыми на восточных крыльях, в прошлом обращенных в сторону открытого моря.

К наиболее приподнятым участкам локальных структур породы вогулкинской толщи выклиниваются или резко сокращаются в мощности (до 1—5 *м*). Кроме песчаников и гравелитов, в отложениях вогулкинской толщи хорошими коллекторскими свойствами обладают органогенно-обломочные ракушняки, которые, как правило, развиты на крыльях крутых, резких структур. Ракушняковые породы встречены в северо-западной части низменности в пределах Алясовских, Похромской, Неремовской, Игримской и некоторых других локальных структур.

Открытая пористость песчано-гравелитовых пород вогулкинской толщи вдоль склонов крутых структур 25—30%, а проницаемость до 5000 *мдарси*. В отдельных образцах (Южно-Алясовская площадь) определена проницаемость до 27 000 *мдарси*. Удельные дебиты составляют 0,02—0,38 *л/сек*. Породы с такими коллекторскими свойствами имеются на Березовской, Деминской, Похромской, Покровской, Челноковской и других структурах.

Вдоль более пологих структур, таких, как Чуэльская, Шаимская, коллекторские свойства пород вогулкинской пачки несколько снижаются. На Чуэльской площади средняя открытая пористость песчаников равна 16—25%, редко до 25%, а проницаемость 100—900 *мдарси*; на Шаимской соответственно 15—20% и 50—200 *мдарси*, иногда до 650 *мдарси*. В пределах Шаимской площади отмечается ухудшение коллекторских свойств песчаников с увеличением содержания карбонатов в цементе. При содержании карбонатов более 15% открытая пористость снижается с 25—30 до 20%, а проницаемость до 0,5 *мдарси*; при содержании карбонатов в цементе более 30% открытая пористость снижается до 15%, а проницаемость до 0,1 *мдарси*. Удельные дебиты на пологих структурах из пород вогулкинской толщи равны 0,005—0,006 *л/сек*.

На очень пологих структурах (подобных Алтатумпской, Шаховской и др.) коллекторские свойства песчаников значительно ухудшаются, в основном за счет увеличения количества глинистого и карбонатного цемента. Открытая пористость сокращается до 10—15%, проницаемость до 1—0,1 *мдарси*, удельные дебиты до 0,0005—0,0001 *л/сек*.

В центральных и южных районах низменности, где базальные слои объединяются в барабинскую пачку, коллекторские свойства их довольно низкие. Открытая пористость обычно равна 10—15%, а проницаемость 0,1, редко до 1 *мдарси*. Удельные дебиты составляют 0,0001—0,00005 *л/сек*, иногда больше. На крыльях крупных структур, таких, как Александровский вал, отмечается некоторое улучшение коллекторских свойств барабинской пачки. Открытая пористость увеличивается до 15%, проницаемость до 1 *мдарси*, удельные дебиты до 0,0006 *л/сек*.

http://jurassic.ru/

В области сплошного развития осадков тюменской свиты на отдельных резких локальных выступах фундамента эти осадки отсутствуют, и тогда на склонах таких выступов следует ожидать появления верхнеюрских базальных песчаников с хорошими коллекторскими свойствами. Примером является Каменная локальная структура, на своде которой выступ фундамента перекрывается марьяновской свитой. На крыльях этой структуры вскрыта линза хорошо проницаемых емких песчаников и гравелитов.

С отложениями базальных слоев марьяновской свиты связаны все известные нефтяные и газовые месторождения Березовско-Шаимского района. Из этих же осадков получен мощный фонтан нефти на Каменном месторождении.

В области развития вогулкинской толщи, там где имелись нефтепроявления, открыты нефтяные месторождения. Описание этих нефтепроявлений приведено при характеристике нефтяных месторождений. В области развития барабинской пачки с низкими коллекторскими свойствами промышленных месторождений нет, но отмечены многочисленные нефтепроявления, описание которых приводится ниже.

Ново-Васюганская площадь. Приток нефти из барабинской пачки получен в Ново-Васюганской опорной скважине в 1960 г. при опробовании интервала 2710—2702 *м*. Пласт опробовался без разделения мостом от ранее опробованного пласта кровли локосовской пачки, из которого было получено 0,33 *м*^{3}*/сутки* воды и 3 *л/сутки* нефти, при динамическом уровне 1780 *м*. Перед перфорацией барабинских песчаников в скважину был закачан раствор поверхностно-активного вещества — сульфанола. После перфорации и снижения уровня до 1840 *м* приток воды составил 0,46 *м*^{3}*/сутки*, нефти 96 *л/сутки*. В процессе опробования, продолжавшегося несколько суток, дебит воды и особенно нефти уменьшался.

Пудинская площадь. Нефтепроявления установлены в 1958 г. в Пудинской опорной скважине, пробуренной на далеком погружении крыла Старицкого вала. Песчаники барабинской пачки были опробованы в интервале 2551—2562 *м*. При снижении уровня до 200 *м* получена вода (дебит 10 *м*^{3}*/сутки*) с пленкой нефти.

Назинская площадь. Притоки нефти получены в 1958—1962 гг. в скважинах 1-Р, 2-Р, 3-Р, 5-Р, 6-Р, 7-Р. Пласт с нефтепроявлениями залегает в подошве марьяновской свиты и представлен зеленоватым светло-серым, мелкозернистым, глауконитовым песчаником, часто с прослоями алевролитов и аргиллитов.

В скв. 1-Р в 1958 г. при испытании интервала 2338—2348 *м*, при снижении уровня до 1732 *м* получена вода с небольшим количеством нефти. Дебит воды 0,8 *м*^{3}*/сутки*, нефти 48—60 *л/сутки*. После дострела интервала 2328—2335 *м* и снижения уровня до 1650 *м* итоги опробования не изменились.

В скв. 2-Р после перфорации интервала 2152—2158 *м* и снижения уровня до глубины 1830 *м* получен приток воды с дебитом 0,16—0,3 *м*^{3}*/сутки* с пленкой нефти. При бурении после достижения глубины 2156 *м* отмечено появление на поверхности раствора пленки нефти. В этой же скважине был перфорирован интервал 2144—2148 *м*, отвечающий аргиллитам баженовской пачки. При снижении уровня до глубины 1820 *м* получен небольшой приток воды дебитом 0,22 *м*^{3}*/сутки* с пленкой нефти.

В скв. 3-Р в 1960 г. из интервала 2128—2139 *м* при снижении уровня до глубины 2100 *м* получена вода с дебитом 0,21 *м*^{3}*/сутки* с пленкой нефти.

http://jurassic.ru/

В скв. 5-Р в 1959 г. из интервала 2205—2229 *м* при снижении уровня до глубины 1370 *м* получен слабый приток воды с дебитом 0,98 *м*³/*сутки* с пленкой нефти.

В скв. 6-Р в 1962 г. из интервала 2200—2236 *м* получен приток воды с дебитом 0,38 *м*³/*сутки* и нефти с дебитом 84 *л*/*сутки*.

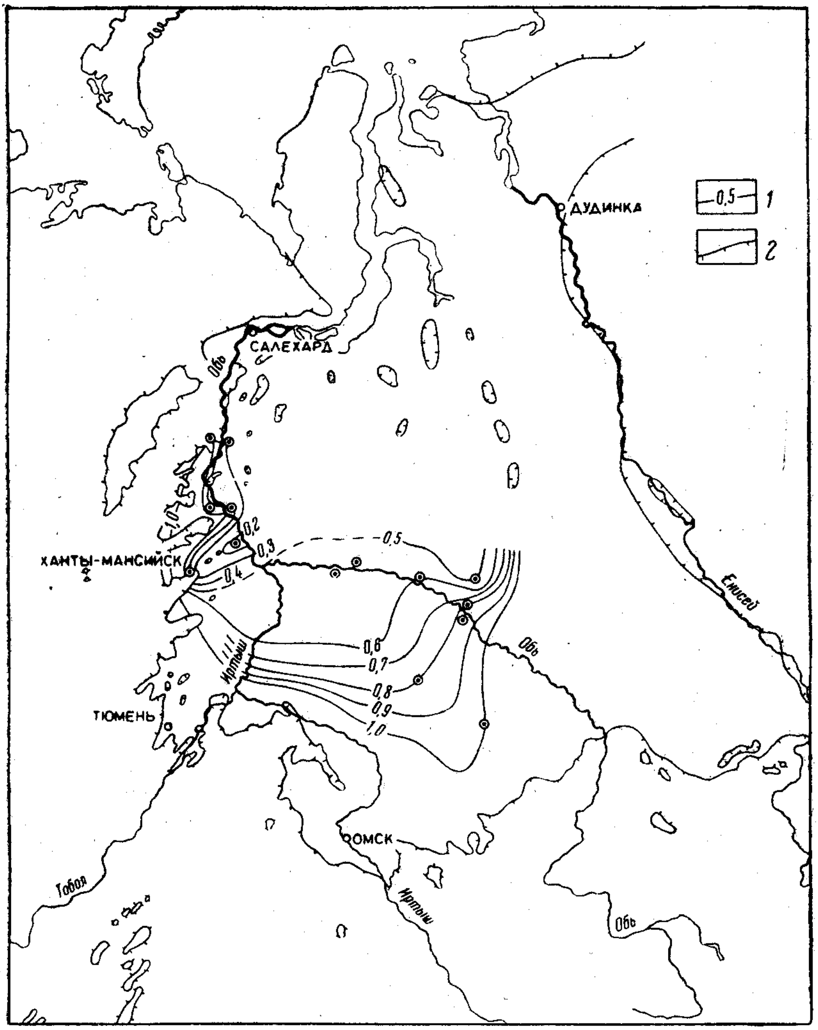


Рис. 25. Схематическая карта изменения углеводородного состава юрских нефтей Западно-Сибирской низменности. Составили Ф. Г. Гурари, И. И. Нестеров, 1962 г.

1 — изолинии отношения ароматических к метановым углеводородам в дистиллятной части нефтей (до 500°); 2 — граница распространения юрских отложений (заводоуковская серия и вогулкинская толща)

В скв. 7-Р в 1962 г. при испытании открытым забоем интервала 2069—2126 *м*, соответствующего отложениям барабинской пачки, тюменской свиты и кровли фундамента, получены незначительные притоки воды и нефти: дебит воды равен 0,112 *м*³/*сутки*, дебит нефти 112 *л*/*сутки*.

Л у к а ш к и н - Я р с к а я п л о щ а д ь. В 1960 г. в скв. 1-Р на Лукашкин-Ярской структуре, расположенной в 12 *км* к северу от Назинской,

http://jurassic.ru/

опробованы песчаники, непосредственно подстилающие марьяновские аргиллиты (интервал 2162—2174 *м*). При понижении уровня до глубины 1700 *м* получен слабый приток воды и нефти. Дебит воды равен 2,88 $м^3$/*сутки*, дебит нефти 13—15 *л/сутки*.

Средне-Васюганская площадь. В 1961 г. в скв. 1-Р, заложенной на своде Средне-Васюганской структуры (Каргасокский район Томской области), при испытании интервала 2306—2311 *м* получены вода (49,2 $м^3$/ *сутки*), газ (14—15 $м^3$/*сутки*) и пленка нефти, при снижении уровня до 440 *м*.

Амбарская площадь. Приурочена к структуре, расположенной на южном погружении Александровского вала, к югу от Назинской площади. При испытании в 1961 г. в скв. 1-Р интервала 2412—2422 *м*, при снижении уровня до глубины 1680 *м*, получен небольшой приток воды и нефти. Дебит воды равен 0,05 $м^3$/*сутки*, нефти 3 *л/сутки*.

Охтеурьевская площадь. Крупная Охтеурьевская локальная структура расположена в северной части Александровского вала в Нижне-Вартовском районе Ханты-Мансийского национального округа. При испытании в 1961 г. в скв. 101-Р, пробуренной на северо-восточном крыле структуры, интервала 2261—2263 *м* получен незначительный приток нефти с дебитом 200—250 *л/сутки*.

Отложения барабинской пачки вогулкинской толщи и пород тюменской свиты гидравлически связаны. Между ними нет каких-либо выдержанных покрышек, поэтому некоторые замечания по составу нефтей приводятся совместно по результатам всех нефтепроявлений, известных в тюменской свите, вогулкинской толще и барабинской пачке.

Всего в юрских отложениях выявлено 15 газовых, одно газо-конденсатное, три нефтяных месторождения и отмечено более 20 нефтепроявлений.

По многим параметрам химического состава большинство нефтей юрских отложений сходно между собой. Однако нефти Усть-Балыкской и Сургутской площадей отличаются повышенной сернистостью. В центральной части низменности наблюдается определенная закономерность изменения углеводородного состава юрских нефтей. На рис. 25 приведена схематическая карта изменения величины отношения ароматических к метановым углеводородам. Величина этого коэффициента для юрских нефтей Западно-Сибирской низменности изменяется от 1 до 0,2, закономерно увеличиваясь от центра к окраинам низменности.

НЕФТЕГАЗОСОДЕРЖАЩАЯ ТОЛЩА АЧИМОВСКОЙ ПАЧКИ

Отложения ачимовской пачки развиты в основном в центральном и частично в южном районах низменности. По направлению к южному, юго-восточному и западному обрамлениям происходит замещение песчаных пластов глинистыми отложениями низов куломзинской свиты, в связи с чем ачимовская пачка в разрезе не выделяется.

От нижележащей нефтегазоносной толщи низов марьяновской свиты песчаные пласты ачимовской пачки отделены глинистыми отложениями баженовской и верхнемарьяновской пачек. Последние почти на всей территории Западно-Сибирской низменности играют роль разделяющей толщи, которая надежно изолирует водоносные и нефтегазоносные горизонты ачимовской пачки от водоносных и нефтегазоносных горизонтов базальных слоев марьяновской свиты и заводоуковской серии.

http://jurassic.ru/

Ачимовская пачка представлена чередующимися песчаниками, алевритами и аргиллитами, накапливавшимися в мелководных морских условиях. Мощность отдельных песчаных пластов изменяется от 1—2 до 5—10 *м*, редко до 30 *м*. Характерной особенностью строения ачимовской пачки является быстрое замещение и невыдержанность по простиранию отдельных песчаных пластов.

Песчаники залегают в виде крупных линзообразных тел размером 2—3 *км* и мощностью до 10 *м*, реже до 30 *м*. Песчаные пласты на отдельных участках, по-видимому, соединяются между собой, но не исключена возможность наличия изолированных песчаных линз. В нижневаланжинское время в области развития пород ачимовской пачки существовали многочисленные подводные отмели, в пределах которых происходило неоднократное перемывание осадков и обогащение их на отдельных участках песчаным материалом. Наблюдается связь распространения песчаных подводных отмелей с зонами региональных и локальных поднятий. Однако эта закономерность повсеместно не выдержана.

По строению и условиям залегания можно выделить два основных типа разреза ачимовской пачки. В западной, центральной и частично южной областях ее развития обычно присутствуют три-пять песчаных пластов, мощность и состав которых резко изменяются по простиранию. Общая мощность ачимовской пачки здесь обычно равна 30—50 *м*. На востоке (поселки Назино, Александрово и др.) ачимовская пачка представлена одним или двумя песчаными пластами суммарной мощностью до 10—15 *м*. Эти песчаные пласты являются более выдержанными.

Данных для самостоятельной геохимической и битуминологической характеристики отложений ачимовской пачки недостаточно. Поэтому описание этих показателей приводится для всей куломзинской свиты.

Коллекторские свойства песчаных и алевролитовых пород ачимовской пачки по площади резко меняются. Лучшими коллекторами обладают разрезы ачимовской пачки в районах Тобольска и Михайловки (рис. 26). Здесь открытая пористость достигает 15—30%, проницаемость до 100 *мдарси*, удельные дебиты до 0,0012 *л/сек*.

В пределах Сургутского и Нижне-Вартовского сводообразных поднятий коллекторские свойства песчаных и алевритовых пород несколько хуже. Средняя величина открытой пористости песчаников равна 13,7%, изменяясь от 3 до 30%. Эффективная пористость колеблется от 0,91 до 8,42%, составляя в среднем 2,34%. Проницаемость песчаников в большинстве образцов меньше 0,1 *мдарси*, реже 0,5—4,0 *мдарси* и лишь в отдельных случаях достигает 357 *мдарси*. Алевролиты обладают открытой пористостью от 4,9 до 11,6% (в среднем 7,85%) и проницаемостью от 0 до 0,47 *мдарси*. Следует подчеркнуть чрезвычайную изменчивость коллекторских свойств даже по разрезу одного пласта. Например, в скв. 2-Р Мегионской площади в пласте песчаника с глубины 2365—2392 *м* открытая пористость колеблется от 11 до 30%, проницаемость по большинству образцов, отобранных из пласта, менее 0,1 *мдарси* и только в двух образцах равна 17,5 и 357 *мдарси*.

В центральных, западных и частично южных районах распространения ачимовской пачки, там где она представлена несколькими песчаными пластами, отмечается улучшение коллекторских свойств к подошве и кровле пачки. В восточных районах, где ачимовская пачка представлена одним или двумя пластами песчаников, коллекторские свойства ухудшаются (см. рис. 26). Наиболее низкие коллекторские свойства пород ачимовской пачки отмечены в скважинах, про-

http://jurassic.ru/

буренных вне структур. В Уватской и Ново-Васюганской опорных скважинах открытая пористость песчаников не превышает 8%, а проницаемость не более 1,5 *мдарси*. Отдельными скважинами в породах ачимовской пачки зафиксированы нефтепроявления.

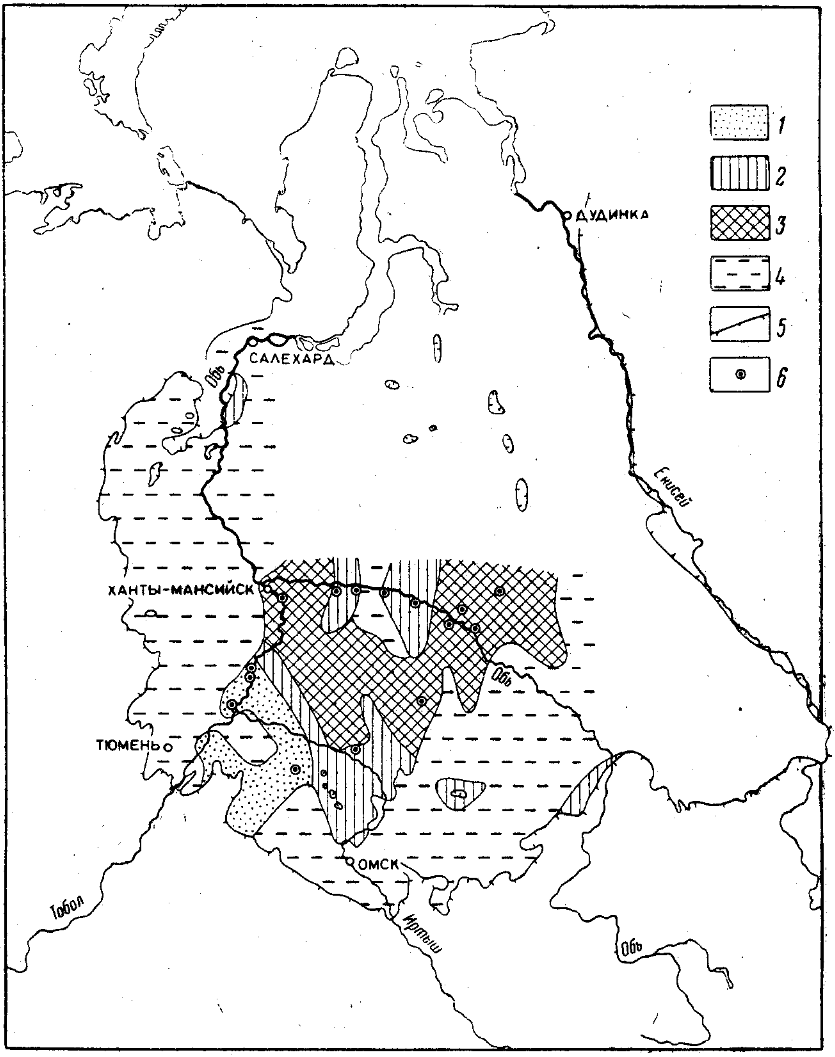


Рис. 26. Схематическая карта изменения коллекторских свойств ачимовской пачки. Составили Ф. Г. Гурари, И. И. Нестеров по данным Тюменского, Новосибирского ГУ и СНИИГГиМС, 1962 г.

1 — проницаемость 100—500 *мдарси*, уд. дебиты 0,01—0,001 *л/сек*; *2* — проницаемость 10—100 *мдарси*, уд. дебиты 0,001—0,0005 *л/сек*; *3* — проницаемость <0,1 *мдарси*, уд. дебиты <0,00005 *л/сек*; *4* — глинистые толщи, лишенные проницаемых пород; *5* — граница современного распространения осадков; *6* — группы и одиночные скважины, по которым определены параметры коллекторских свойств пород

На Мегионской площади в скв. 1-Р из ачимовской пачки получено 149 *л/сутки* нефти. Керн с нефтью поднят из скв. 63-Р Усть-Балыкской площади. Эти нефтепроявления освещены при описании соответствующих месторождений нефти.

В 1961 г. на Александровской площади при испытании интервала 2352—2360 *м* в скв. 1-Р, при снижении уровня до 1500 *м* получено 8 *л/сутки* нефти.

http://jurassic.ru/

В 1960 г. в Ново-Васюганской скважине 1-Р при совместном испытании интервалов 2573—2578 и 2564—2569 *м*, при снижении уровня до 1850 *м* получено 1,053 *м³/сутки* воды и 21 *л/сутки* нефти. Данные химического анализа показывают, что нефть из ачимовской пачки довольно близка к нефти из тюменской свиты и барабинской пачки этой же скважины. Есть предположения, что получение в данной скважине нефти из интервала, отвечающего ачимовской пачке, связано с некачественной цементацией.

На Мало-Атлымской площади в 1959 г. получены слабые притоки нефти из пласта алевритов, залегающего в основании фроловской свиты, непосредственно выше битуминозных аргиллитов тутлеймской свиты и являющегося аналогом ачимовской пачки. Глубина залегания пласта 2441—2449 *м*. При его опробовании получены незначительные притоки воды, нефти и газа. Дебиты, замеренные при доливе скважины до устья технической водой, составляют: воды 0,03—0,06 *м³/сутки*, нефти 22—41 *л/сутки*, газа 0,28—1,35 *м³/сутки*. При снижении уровня жидкости в скважине до глубины 1412—1369 *м* дебит воды увеличился до 0,4 *м³/сутки*, нефти до 88 *л/сутки*. При повторном снижении уровня до 1250—1465 *м* дебит воды составил 0,36 *м³/сутки*, нефти 146 *л/сутки*. Избыточное давление из устья скважины 29,6 *атм*, температура на глубине 2445 *м* 106° С. По химическому составу полученная нефть близка к нефтям тюменской свиты этой же скважины. В скв. 3-Р Мало-Атлымской площади пласт в подошве фроловской свиты испытан в интервале 2367—2376 *м* в 1961 г. В результате испытания получены незначительные притоки воды и нефти. Дебиты, замеренные при доливе скважины технической водой до устья, равны: воды 0,06 *м³/сутки*, нефти 40 *л/сутки*. Избыточное давление на устье скважины 6 *атм*, температура на глубине 2665 *м* 134° С.

НЕФТЕГАЗОСОДЕРЖАЩАЯ ТОЛЩА КУЛОМЗИНСКОЙ СВИТЫ И ЕЕ АНАЛОГОВ

Отложения этого возраста широко распространены на территории Западно-Сибирской низменности. В центральных и южных районах они выделяются в куломзинскую и мегионскую свиты, на западе — в алясовскую, в районе Ханты-Мансийска и Малого Атлыма входят в состав фроловской свиты. На востоке аналогами куломзинской свиты являются песчано-глинистые осадки валанжина, которые в Чулымо-Енисейском районе входят в состав пестроцветной илекской свиты.

На большей части площади своего развития осадки куломзинской свиты и ее аналогов накапливались в нормальной морской обстановке. Представлены они в основном глинистыми породами и являются регионально выдержанным водоупором, разделяющим песчано-глинистые толщи ачимовской пачки и тарской свиты. В местах отсутствия ачимовской пачки глинистые породы куломзинской и марьяновской свит отделяют песчано-глинистые толщи базального слоя марьяновской свиты и заводоуковской серии от тарской свиты.

Среди преимущественно глинистых отложений куломзинской и алясовской свит встречаются отдельные пласты и пачки песчаных пород мощностью до 20—30 *м*. Чаще всего по простиранию эти пласты не выдержаны и по условиям образования близки к песчаникам ачимовской пачки. Намечается некоторая закономерность в распределении песчаных пластов по разрезу. В западной части Ханты-Мансийской впадины в районе Ханты-Мансийска и Малого Атлыма песчаные осадки в разрезе отсутствуют. К западу и югу от этого района песча-

http://jurassic.ru/

ники появляются главным образом в низах разреза и количество их увеличивается по направлению к обрамлению. Восточнее Ханты-Мансийска, примерно от меридиана пос. Сургут, песчаные пласты в куломзинской свите тяготеют к верхней части разреза. Они разделены выдержанными глинистыми толщами мощностью до 20 *м*. Некоторые из этих песчаных пластов прослеживаются на значительной площади.

Геохимическая среда осадконакопления и диагенеза пород куломзинской и алясовской свит характеризуется восстановительными условиями. Окислительная обстановка существовала лишь в самых окраинных зонах распространения этих осадков, в основном в районах, примыкающих к юго-восточному обрамлению.

В наиболее восстановленной среде накапливались осадки чуэльской пачки алясовской свиты, развитые в Березовско-Игримским районе. Здесь величина окислительно-восстановительной емкости пород обычно больше 1 $\frac{мг\ O_2}{100}$. В центральных и частично южных районах низменности по скважинам Покурской, Ново-Васюганской, Большереченской, Назинской, Ларьякской и других площадей окислительно-восстановительная емкость пород равна 0,33—0,99 $\frac{мг\ O_2}{100}$.

Районы с восстановительной и переходной от восстановительной к окислительной обстановками характеризуются отсутствием гуминовых кислот в породах. Только в отдельных образцах из некоторых скважин (Назинская 1-Р, Покурская 1-Р и др.) гуминовые кислоты содержатся в количестве 0,002—0,059% (средние значения). В окраинных районах низменности (Рявкино, Саргатка, Тым) количество гуминовых кислот увеличивается до 0,1—0,95%. Отсутствие гуминовых кислот в центральных и западных районах указывает на сравнительно высокую степень метаморфизма рассеянного органического вещества пород куломзинской и алясовской свит.

По содержанию рассеянного органического углерода наблюдается зональность, близкая к распределению зон по окислительно-восстановительной емкости. Количество органического углерода в породах увеличивается с востока на запад от 0,1 до 5% (рис. 27). Максимальное количество органического углерода содержится в породах чуэльской пачки Березовско-Игримского района. Западнее Березово по направлению к Уралу количество органического углерода вновь сокращается. В южной части низменности, в районе г. Петропавловска наблюдаются относительно высокие содержания $C_{орг}$, достигающие 0,5%, т. е. составляющие столько же, сколько в центральной части низменности в районе Сургута.

Количество хлороформенных битумов, так же как и $C_{орг}$, увеличивается с востока на запад — от нуля в Чулымо-Енисейском районе до 0,1% в Березовско-Игримском (рис. 28). В южной части низменности, в районе г. Петропавловска, отмечается относительно повышенное содержание хлороформенных битумов, равное 0,01%, как в центральных районах низменности (Сургут). Степень восстановленности органического вещества в породах куломзинской свиты наиболее высокая в центральных районах низменности, достигая здесь 3—5%. По направлению к окраинам восстановленность органического вещества уменьшается. В отложениях заводоуковской серии и марьяновской свиты наблюдалось увеличение степени восстановленности органического вещества с увеличением в породах содержания хлороформенных битумов и $C_{орг}$. Для осадков куломзинской и алясовской свит такой явно выраженной зависимости нет. В центральных частях низменности содержится в среднем около 0,01% хлороформенных битумов, а сте-

http://jurassic.ru/

пень восстановленности органического вещества такая же (3—5%), как и в породах Березовско-Игримского района, где количество хлороформенных битумов достигает 0,1%.

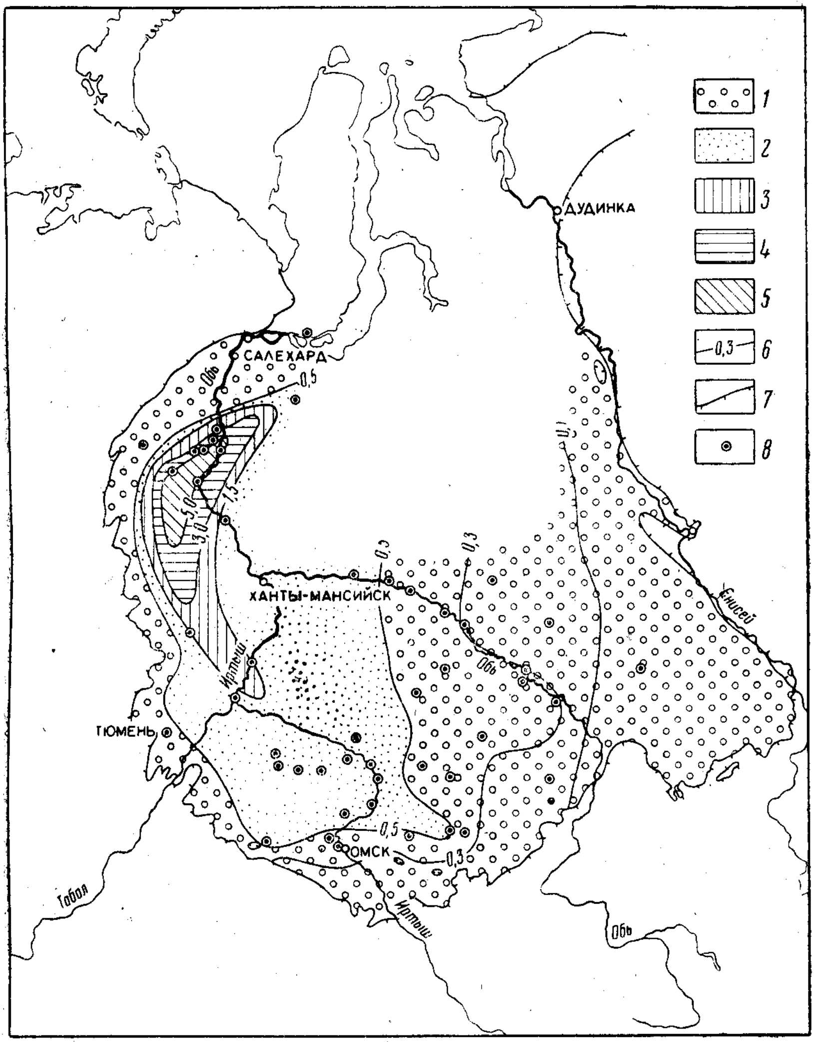


Рис. 27. Схематическая карта изменения содержания органического углерода в породах валанжина (куломзинская и алясовская свиты). Составили Ф. Г. Гурари, Н. П. Запивалов, И. И. Нестеров по данным Тюменского, Новосибирского ГУ и СНИИГГиМС

Зоны с содержанием $C_{орг}$: *1* — от 0 до 0,5%; *2* — от 0,5 до 1,5%, *3* — от 1,5 до 3,0%, *4* — от 3,0 до 5,0%; *5* — от 5,0 до 10,0%; *6* — дополнительные изолинии содержания $C_{орг}$; *7* — граница современного распространения осадков; *8* — скважины и группы скважин, по которым проведены определения $C_{орг}$

Как уже отмечалось, в глинистых отложениях куломзинской свиты встречаются отдельные песчаные пласты, в которых наблюдается улучшение коллекторских свойств по разрезу снизу вверх, а по площади с запада на восток. Лучшими коллекторскими свойствами обладают песчаники верхней части куломзинской свиты района Нижне-Вартовского сводообразного поднятия. Здесь открытая пористость в отдельных пластах достигает 24%, а проницаемость до 1500 *мдарси.*

http://jurassic.ru/

Особенно повышенной проницаемостью и открытой пористостью обладают пласты XVI, XVII и XVIII. В западном, южном и восточном направлениях от Нижне-Вартовского сводообразного поднятия эти пласты глинизируются и их коллекторские свойства ухудшаются.

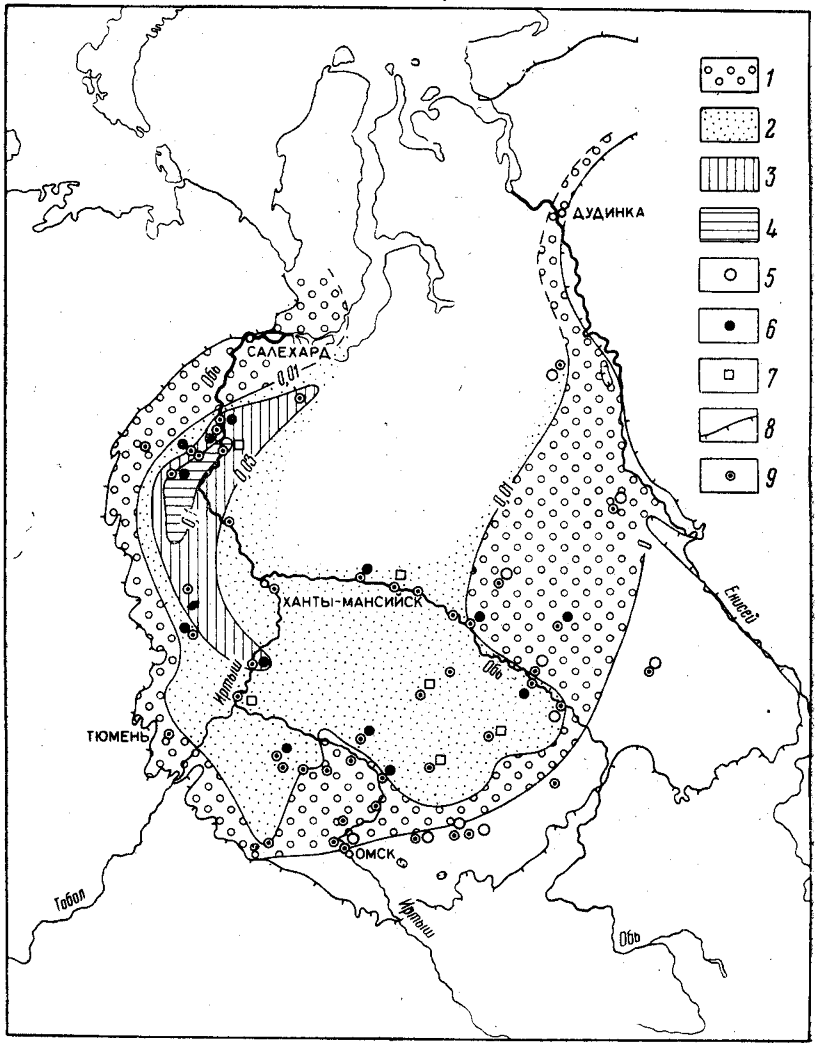


рис. 27

Рис. 28. Схематическая карта изменения содержания хлороформенных битумов в породах валанжина (куломзинская и алясовская свиты). Составили Ф. Г. Гурари, Н. П. Запивалов, И. И. Нестеров по данным Тюменского, Новосибирского ГУ и СНИИГГиМС

Зоны с содержанием хлороформенных битумов: *1* — от 0 до 0,01; *2*—от 0,01 до 0,03%, *3* — 0,03 до 10%, *4* — от 0,1 до 0,5%; содержание хлороформенных битумов в органическом веществе: *5* — от 0 до 1,5%, *6* — от 1,5 до 3,0%, *7*—от 3,0 до 10,0%; *8*—граница современного распространения осадков; *9* — скважины и группы скважин, по которым проведены определения хлороформенных битумов

Из песчаников пласта XVI на Мегионской и Соснинской площадях получены мощные фонтаны нефти с дебитом до 540 *т/сутки* через 2,5-дюймовый отвод. Однако в стороны от Нижне-Вартовского сводообразного поднятия коллекторские свойства этого пласта резко ухудшаются. Так, уже на Сургутской площади проницаемость пласта XVI

http://jurassic.ru/

измеряется лишь единицами миллидарси, а открытая пористость равна 4,9—14,6%. Еще дальше на запад этот пласт полностью замещается глинами. К востоку от Нижне-Вартовского сводообразного поднятия пласт XVI также глинизируется. На Назинской площади он представлен алевролитами и только в пределах Амбарской площади сложен песчаниками. К востоку от Амбарской площади он замещается глинистыми породами. Таким образом, устанавливается развитие песчаников пласта XVI только в пределах Нижне-Вартовского сводообразного поднятия, от которого они в виде отдельных языков распространяются в юго-восточном и, по-видимому, в южном направлениях. Есть основание предполагать, что к северу и северо-востоку этот пласт будет развит в тех же фациях и с теми же коллекторскими свойствами, что и на Нижне-Вартовском сводообразном поднятии.

Восточнее и юго-восточнее Нижне-Вартовского сводообразного поднятия прослои песчаников в верхней части куломзинской свиты встречаются лишь спорадически. В районах Колпашево, Пудино, Напаса коллекторские свойства их очень плохие, что связано с повышенным содержанием цемента. Только вдоль восточного обрамления в этих отложениях вновь появляются песчаники с хорошими коллекторскими свойствами (Волков, Шинкеев, 1961).

Для многих песчаных пластов куломзинской свиты отмечается постепенный переход по вертикали от песчаников к аргиллитам. В этих случаях коллекторские свойства песчаников улучшаются к середине пласта. Для пласта XVII Сургутской опорной скважины были определены коллекторские свойства образцов из кровли и середины пласта. В кровле, в интервале 2362—2364 *м* открытая пористость песчаника равна 7,38%, проницаемость менее 1 *мдарси*. Ниже, в интервале 2365—2367 *м*, открытая пористость увеличивается до 20%, а проницаемость до 976 *мдарси*. При опробовании верхней части пласта (интервал перфорации 2358—2361 *м*) притока жидкости не было получено. Эти данные должны быть учтены при выработке методики перфорации пластов куломзинской свиты.

Приведенные материалы по распределению коллекторов в куломзинской и алясовской свитах указывают, что хорошо проницаемые песчаники распространены вдоль восточного и западного обрамлений низменности, а также встречаются в районах крупных внутренних поднятий типа Нижне-Вартовского. Однако при этом следует отметить, что емкие коллекторы приурочены не ко всем даже крупным поднятиям. Александровский вал и Сургутское сводообразное поднятие, расположенные к востоку и западу от Нижне-Вартовского сводообразного поднятия, в разрезе куломзинской свиты не имеют хороших коллекторов. По-видимому, определенное значение имеет активность роста структуры в момент накопления осадков куломзинской свиты. Соотношение амплитуд поднятий по разным горизонтам показывает, что Нижне-Вартовское сводообразное поднятие наиболее интенсивно развивалось в валанжинское и готерив-барремское время, в связи с чем в его пределах в это время накапливались песчаники с более крупным зерном и лучшей сортировкой обломочного материала и соответственно с лучшими коллекторскими свойствами.

В отложениях куломзинской свиты известны промышленные месторождения нефти и нефтепроявления. Промышленные залежи нефти открыты на Мегионской и Соснинской площадях и приурочены к пласту XVI (описание этих месторождений и всех нефтепроявлений в их пределах приведено в соответствующем разделе). Нефтепроявления из отложений куломзинской свиты отмечены в пределах Сургутской, Амбарской и Назинской площадей.

http://jurassic.ru/

На Сургутской площади непромышленные притоки нефти отмечены при испытании интервала 2291—2296 *м* в скв. 52-Р в 1961 г. Интервал перфорации приурочен к верхней части куломзинской свиты, к пласту XVI, который представлен песчаником коричневато-серым, мелкозернистым, плотным, пропитанным нефтью. При испытании была получена соленая вода с нефтью. Дебит воды, определенный по восстановлению, при динамическом уровне 1505 *м* равен 12,6 $м^3/сутки$; дебит воды с нефтью при самоизливе равен 1 $м^3/сутки$. Избыточное давление на устье равно 1,5 *атм*, температура на глубине 2290 *м* 68° С. Дебит нефти, определенный при обратной промывке, составляет 1,3 $м^3/сутки$.

В этой же скважине 52-Р, на 11 *м* выше, из интервала 2278—2281 *м* в 1961 г. при испытании был получен небольшой приток воды с пленкой нефти. Дебит воды при уровне жидкости в скважине 1000 *м* равен 1,9 $м^3/сутки$. Керна из перфорированного интервала не поднято. По электрокаротажным данным на глубине 2279—2280 *м* выделяется пласт плотной породы с кажущимся сопротивлением 12 *ом* и отсутствием аномалии «ПС». По фракционному и химическому составу полученная нефть близка к нефти из пласта XVI.

На Амбарской площади пласт XVI представлен серым мелкозернистым известковистым песчаником. При испытании его в 1962 г. в скв. 1-Р (интервал перфорации 2213—2217 *м*) получены вода, газ и пленка нефти. Дебит воды равен 6,5 $м^3/сутки$, газа 7,7 $м^3/сутки$.

На Назинской площади в скв. 6-Р в 1962 г. при совместном испытании интервалов 2092—2100; 2083—2037 и 2070—2073 *м*, приуроченных к куломзинской свите, получено небольшое количество технической воды с нефтяной пленкой. Плохая изоляция этих отложений от нижележащих не позволяет уверенно связывать эту нефтяную пленку с опробованным интервалом.

Таким образом, в отложениях куломзинской свиты все нефтепроявления зафиксированы в центральных районах низменности и связаны в основном с пластом XVI. Там, где пласт глинизирован или сцементирован известковистым цементом, из него получены непромышленные притоки нефти. На Нижне-Вартовском поднятии, где пласт представлен слабо сцементированными песчаниками, получены высокодебитные фонтаны нефти.

НЕФТЕГАЗОСОДЕРЖАЩАЯ ТОЛЩА ТАРСКОЙ СВИТЫ И КИЯЛИНСКОГО ГОРИЗОНТА

Осадки тарской свиты и киялинского горизонта представлены чередующимися песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Отдельные песчаные пласты прослеживаются на значительные расстояния, но большинство из них, особенно в киялинском горизонте, имеет линзообразное строение. Линзы песчаников часто соединяются между собой, образуя в пространстве сложнопостроенную систему, проницаемые породы которой часто гидравлически связаны между собой. В центральных районах низменности суммарная мощность песчаных пластов в разрезе тарской свиты и киялинского горизонта достигает 60—70% от общей мощности.

От центра к периферии низменности роль песчаников в строении тарской свиты резко возрастает. В южных разрезах (Петропавловский, Омский районы, Барабинская, Колпашевская площади) тарская свита сложена почти одними песчаниками, но при этом их суммарная мощность значительно уступает суммарной мощности этих пород в разрезах тарской свиты центральных районов. В киялинском горизонте наблю-

http://jurassic.ru/

дается резкое уменьшение количества песчаников при движении от центральных районов к южным. В направлении от Сургутского района на запад песчаные пласты неокома быстро замещаются алевролитами и аргиллитами, и в районе Ханты-Мансийска и Малого Атлыма проницаемых пород в разрезе неокомских отложений практически нет.

В южной и юго-восточной частях низменности по фациальной характеристике породы тарской свиты и киялинского горизонта резко отличаются друг от друга. Породы тарской свиты накапливались здесь в морской и прибрежно-морской обстановках, а отложения киялинского горизонта преимущественно в лагунной. В центральных и западных районах низменности эти различия сглаживаются. Лагунная обстановка накопления пород киялинского горизонта сменяется прибрежно-морской и морской, вследствие чего литолого-фациальная характеристика пород тарской свиты и киялинского горизонта становится сходной и отделить их в разрезе друг от друга часто очень трудно. Указанное обстоятельство, а также наличие в центральных районах гидравлической связи между песчаными пластами этих отложений послужило основанием для объединения тарской свиты и киялинского горизонта в единую нефтегазосодержащую толщу.

В целях более объективного освещения количественных параметров (содержание органического углерода и битумов, пористость, проницаемость и др.) их описание для пород тарской свиты и киялинского горизонта приводится раздельно. Разделение единой нефтегазоносной толщи на две части вызвано тем, что подсчет средних значений (например органического углерода) для всей толщи в южных и юго-восточных районах низменности был бы неправильным ввиду резкого фациального отличия пород тарской и киялинской свит.

Отложения тарской свиты характеризуются слабо восстановительными и переходными от восстановительных к окислительным условиями в период осадконакопления и диагенеза. Восстановленность осадков увеличивается к району развития глинистых отложений валанжина (Ханты-Мансийск, Малый Атлым) от 0,12 $\frac{мг\ O_2}{100}$ до 1 $\frac{мг\ O_2}{100}$. В этом же направлении отмечается увеличение органического углерода и хлороформенных битумов (рис. 29, 30). Гуминовые кислоты в породах тарской свиты практически отсутствуют, и лишь по окраинам низменности, в районах Саргатки, Омска, Петропавловска, Ларьяка и др., они появляются в количестве от 0,01 до 0,026%, редко до 0,14% (Петропавловский район).

Для пород киялинского горизонта отмечается аналогичная зональность в распределении геохимических показателей. Окислительно-восстановительная емкость пород увеличивается от зон развития пестроцветных осадков киялинской свиты (0,1—0,2 $\frac{мг\ O_2}{100}$) к районам развития зеленоцветных и сероцветных морских и прибрежно-морских пород вартовской, фроловской и леушинской свит (0,3—1,0 $\frac{мг\ O_2}{100}$). Содержание органического углерода и хлороформенных битумов максимально в породах фроловской свиты (рис. 31, 32), от района развития которой в сторону обрамления количество $C_{орг}$ и хлороформенных битумов значительно уменьшается. Минимальное количество $C_{орг}$ отмечается для окраин Чулымо-Енисейского района. По сравнению с породами тарской свиты увеличивается содержание гуминовых кислот, составляющее 0,001—0,09%. К окраинам низменности количество гуминовых кислот увеличивается до 0,15% (Петропавловский район). В центральной части низменности, начиная с Межовской, Туйской,

http://jurassic.ru/

Назинской, Согринской площадей, в отложениях фроловской и частично вартовской и леушинской свит они отсутствуют.

Распределение коллекторов в отложениях тарской свиты и киялинского горизонта определяется наличием мощной глинистой толщи

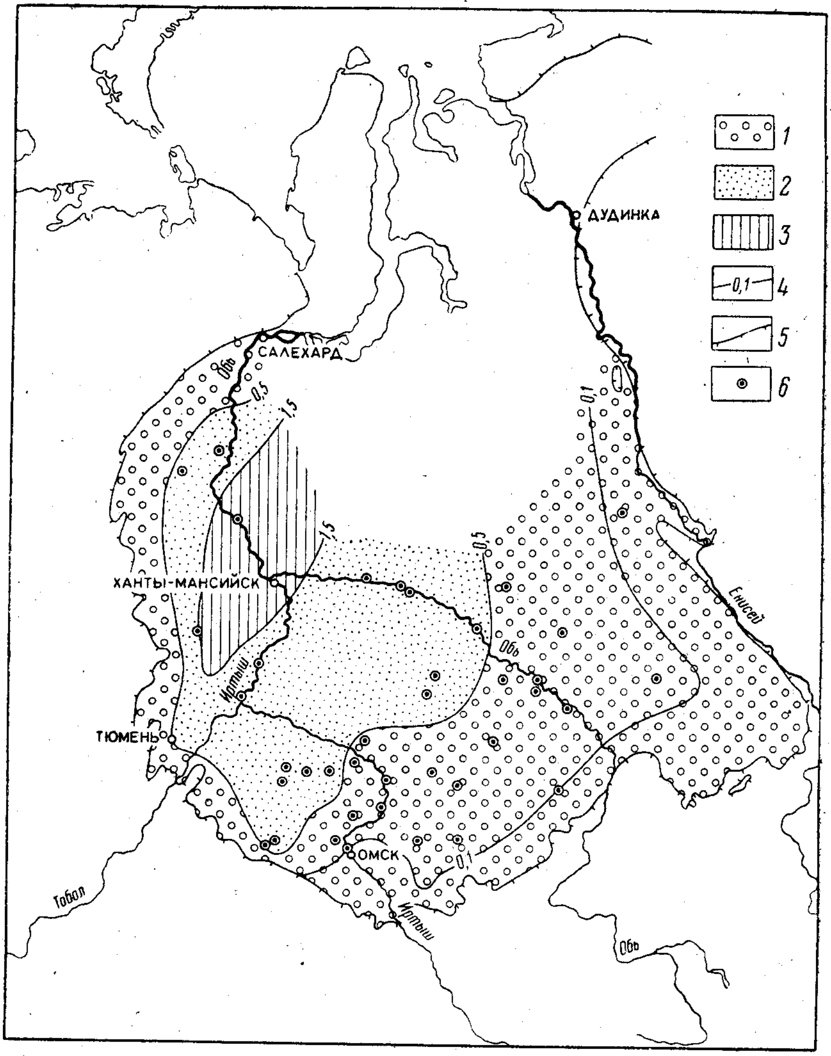


Рис. 29. Схематическая карта изменения содержания органического углерода в породах верхнего валанжина (тарская и другие свиты). Составили Ф. Г. Гурари, Н. П. Запивалов, И. И. Нестеров по данным Тюменского, Новосибирского ГУ и СНИИГГиМС, 1962 г.

Зоны с содержанием $C_{орг}$: *1* — от 0 до 0,5%, *2* — от 0,5 до 1,5%, *3* — от 1,5 до 3%; *4* — дополнительные изолинии содержания $C_{орг}$; *5* — граница современного распространения осадков; *6* — скважины и группы скважин, по которым проведены определения $C_{орг}$

фроловской свиты в районе Ханты-Мансийска и Малого Атлыма, по направлению к которой наблюдается постепенное уменьшение количества песчаных пластов и ухудшение их коллекторских свойств (рис. 33, 34). Для отложений тарской свиты намечается следующая зональность в распределении коллекторов. На востоке, юго-востоке и юге, в разрезах пос. Напаса и д. Келлога, Назинской, Колпашевской,

http://jurassic.ru/

Пудинской, Омской, Покровской, Тавдинской площадей и Петропавловского района тарская свита присутствует в виде сравнительно мощной песчаной толщи, редко с подчиненными прослоями алевролитов и глин. Открытая пористость песчаников в этой зоне обычно

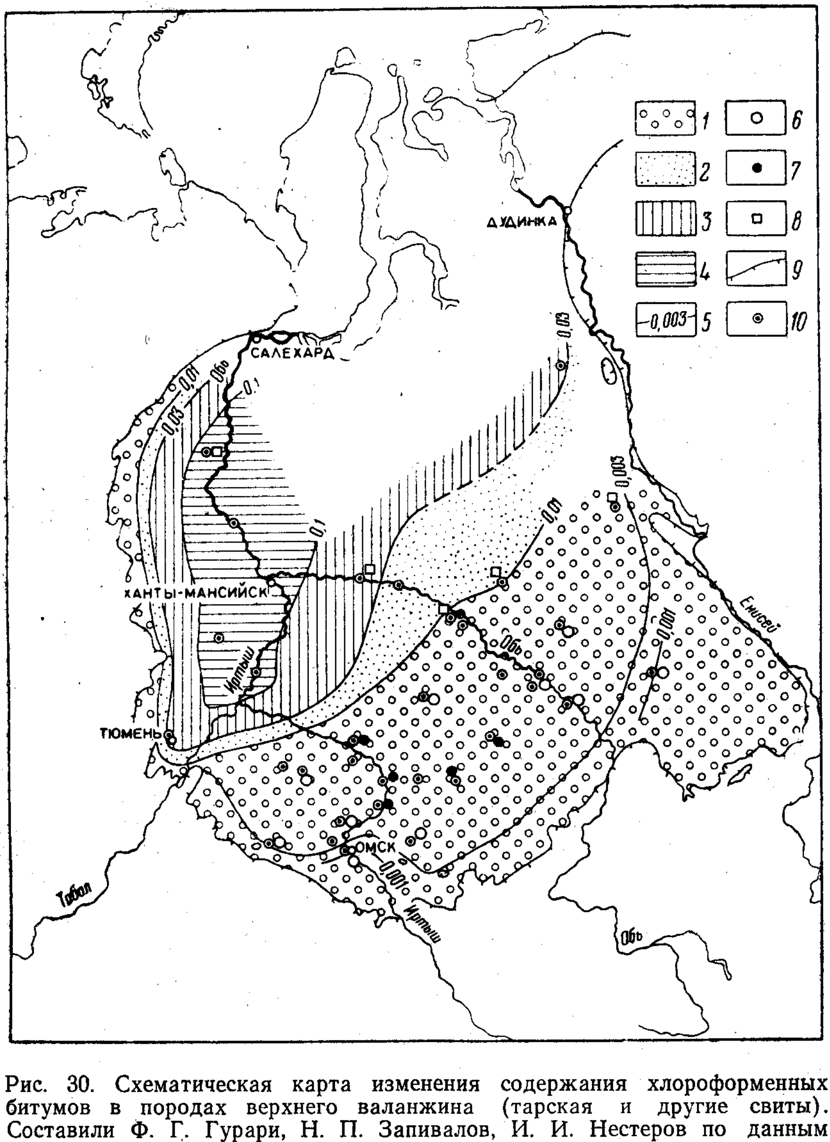


Рис. 30. Схематическая карта изменения содержания хлороформенных битумов в породах верхнего валанжина (тарская и другие свиты). Составили Ф. Г. Гурари, Н. П. Запивалов, И. И. Нестеров по данным Тюменского, Новосибирского ГУ и СНИИГГиМС

Зоны с содержанием хлороформенных битумов: *1* — от 0 до 0,01%, *2* — от 0,01 до 0,003%, *3* — от 0,003 до 0,1%, *4* — от 0,1 до 0,5%; *5* — дополнительные изолинии содержания хлороформенных битумов; содержание хлороформенных битумов в органическом веществе: *6* — от 0 до 1,5%, *7* — от 1,5 до 3,0%, *8* — от 3,0 до 10,0%; *9* — граница современного распространения осадков; *10* — скважины и группы скважин, по которым проведены определения хлороформенных битумов

более 25%, проницаемость больше 500 *мдарси,* а удельные дебиты изменяются от 0,01 до 0,45 *л/сек.* На северо-западе низменности аналоги тарской свиты в разрезах Мужинских, Пословских, Мояхт-Асских и других скважин также представлены преимущественно песчаными породами, но коллекторские свойства их несколько хуже; при высоких

http://jurassic.ru/

значениях открытой пористости до 20% проницаемость равна 300—500 *мдарси,* редко больше. Удельные дебиты уменьшаются до 0,008 *л/сек.* В общем же можно сказать, что породы с лучшими коллекторскими свойствами тяготеют к окраинам низменности.

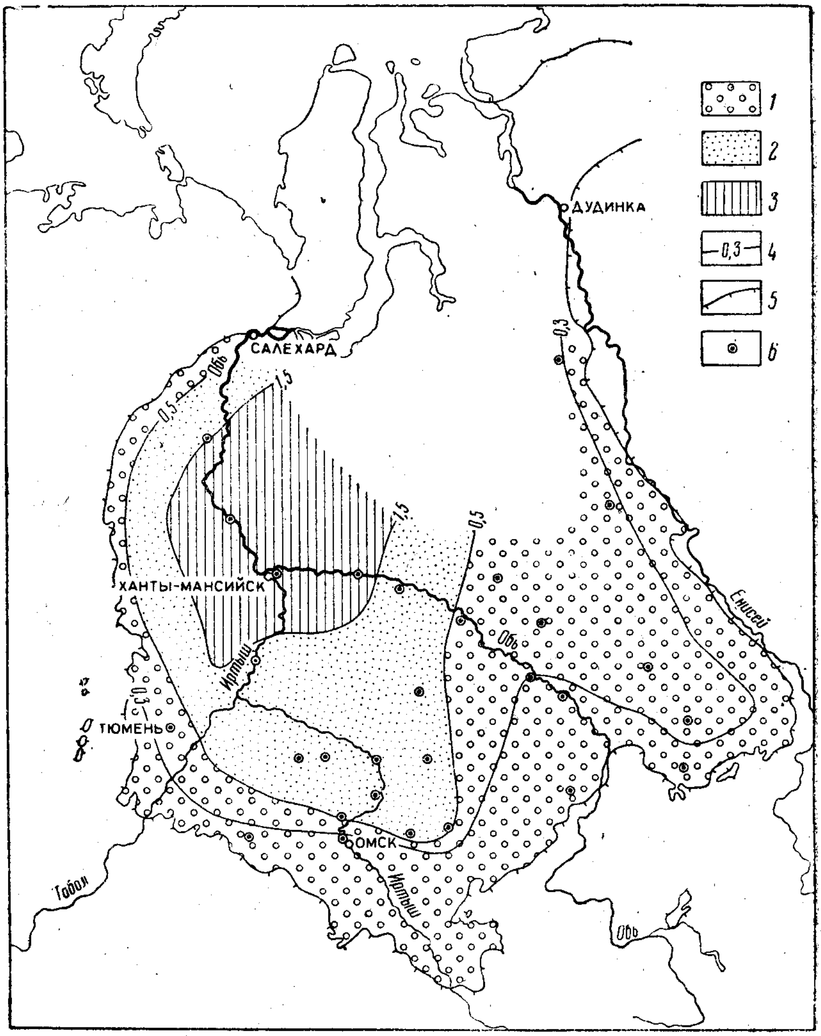


Рис. 31. Схематическая карта изменения содержания органического углерода в породах киялинского горизонта. Составили Ф. Г. Гурари, И. И. Нестеров по данным Тюменского, Новосибирского ГУ и СНИИГГиМС, 1962 г.

Зоны с содержанием $C_{орг}$; *1* — от 0 до 0,5%, *2* — от 0,5 до 1,5%, *3* — от 1,5 до 3%; *4* — дополнительные изолинии содержания $C_{орг}$; *5* — граница современного распространения осадков; *6* — скважины и группы скважин, по которым проведены определения $C_{орг}$

К центру низменности, начиная с Нижне-Вартовской, Ново-Васюганской, Ново-Логиновской, Тобольской, Шаимской, Березовской площадей в разрезе тарской свиты появляется в значительном количестве глинистый материал как в виде самостоятельных глинистых пластов, так и в качестве цемента песчаников. Здесь тарская свита представлена чередующимися песчаными, алевролитовыми и глинистыми пластами. К Ханты-Мансийску количество песчаных пластов постепенно

http://jurassic.ru/

уменьшается, а глинистых увеличивается. Западнее Усть-Балыка и севернее Увата песчаные отложения полностью замещаются глинистыми породами фроловской свиты, в связи с чем коллекторские свойства здесь резко ухудшаются. С востока на запад, от Сургута до

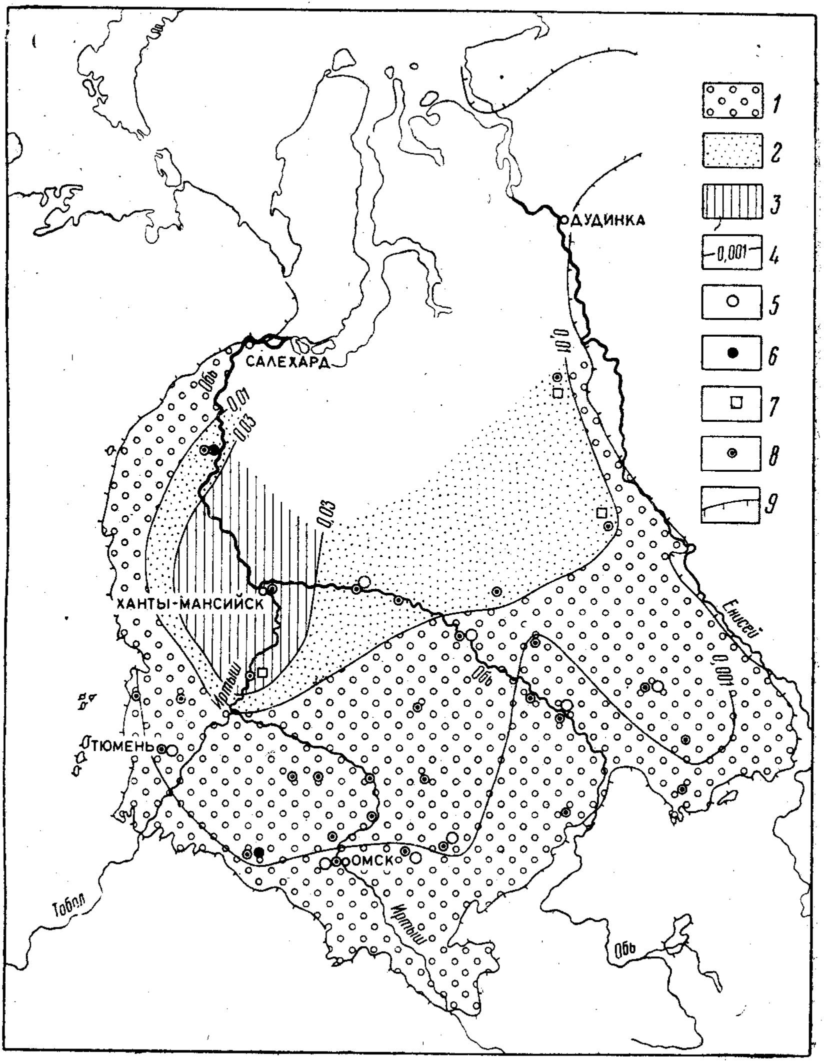


Рис. 32. Схематическая карта изменения содержания хлороформенных битумов в породах киялинского горизонта. Составили Ф. Г. Гурари, Н. П. Запивалов, И. И. Нестеров по данным Тюменского, Новосибирского ГУ и СНИИГГиМС

Зоны с содержанием хлороформенных битумов: *1* — от 0 до 0,01%, *2* — от 0,01 до 0,03 %, *3* — от 0,03 до 0,1%; *4* — дополнительные изолинии содержания хлороформенных битумов; содержание хлороформенных битумов в органическом веществе: *5* — от 0 до 1,5% , *6* — от 1,5 до 3,0%, *7* — от 3,0 до 10,0% ; *8* — скважины и группы скважин, по которым проведены определения хлороформенных битумов; *9* — граница современного распространения осадков

Усть-Балыка, песчаники с хорошими коллекторскими свойствами очень резко сменяются непроницаемыми глинистыми отложениями. С юга на север, от Покровской до Уватской площадей, такая смена происходит постепенно.

http://jurassic.ru/

В районе перехода преимущественно песчаной тарской свиты в глинистые отложения фроловской свиты (разрезы Мегионской, Покурской, Юганской, Сургутской, Тобольских, Уватских и других

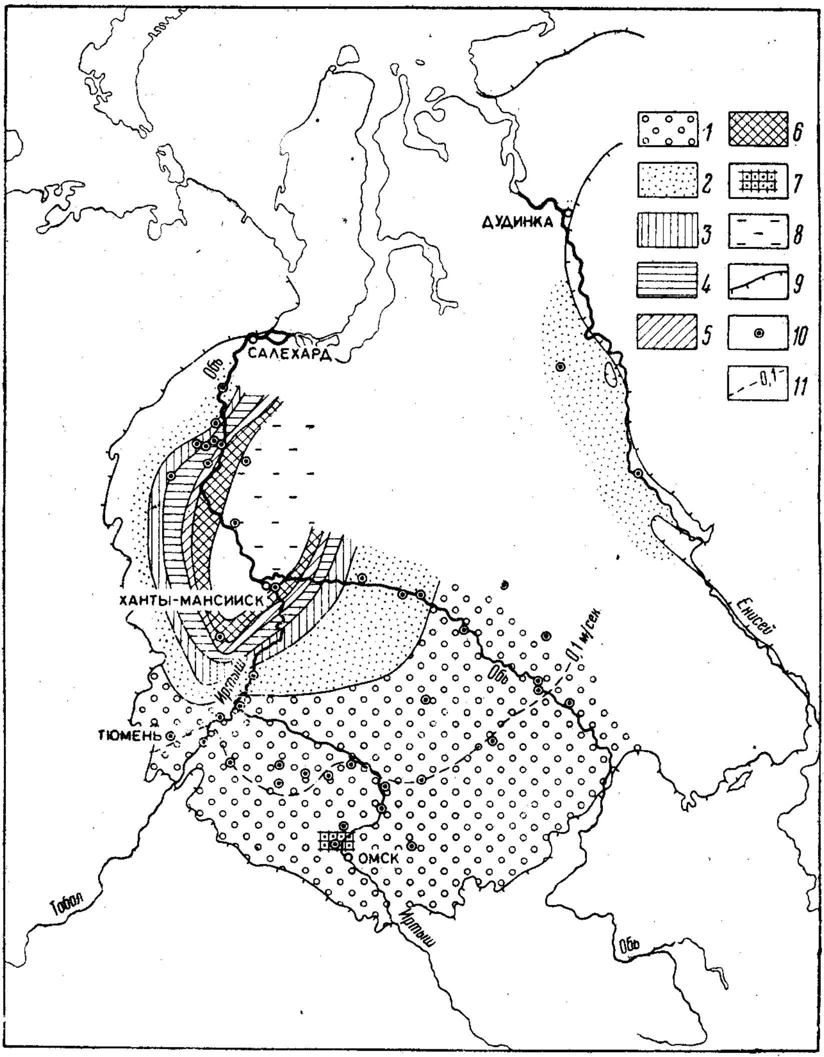


Рис. 33. Схематическая карта изменения коллекторских свойств пород верхнего валанжина (тарская и другие свиты). Составили Ф. Г. Гурари, И. И. Нестеров, 1962 г.

1 — проницаемость > 500 *мдарси*, уд. дебиты > 0,01 *л/сек*; *2* — проницаемость 100—500 *мдарси*, уд. дебиты 0,01—0,001 *л/сек*; *3* — проницаемость 10—100 *мдарси*, уд. дебиты 0,001—0,005 *л/сек*; *4* — проницаемость 1—10 *мдарси*, уд. дебиты 0,0005—0,0001 *л/сек*; *5* — проницаемость 1—0,1 *мдарси*, уд. дебиты 0,0001—0,00005 *л/сек*; *6*—проницаемость < 0,1 *мдарси*, уд. дебиты < 0,00005 *л/сек*; *7* — участки с аномально пониженными коллекторскими свойствами; *8* — глинистые толщи, лишенные проницаемых пород; *9* — граница современного распространения осадков; *10* — группы и одиночные скважины, по которым определены параметры коллекторских свойств породы; *11* — дополнительные изолинии удельных дебитов

скважин) открытая пористость песчаников изменяется от 12 до 25%, проницаемость от 10 до 500 *мдарси*, а в отдельных пластах до 2069 *мдарси* (скважина Покурская 1-Р). В среднем проницаемость равна 100—500 *мдарси*. Удельные дебиты колеблются от 0,01 до 0,001 *л/сек*.

http://jurassic.ru/

На западе и северо-западе низменности переход в восточном направлении преимущественно песчаного разреза к глинистому происходит более быстро. На Деминской и Березовской площадях аналог

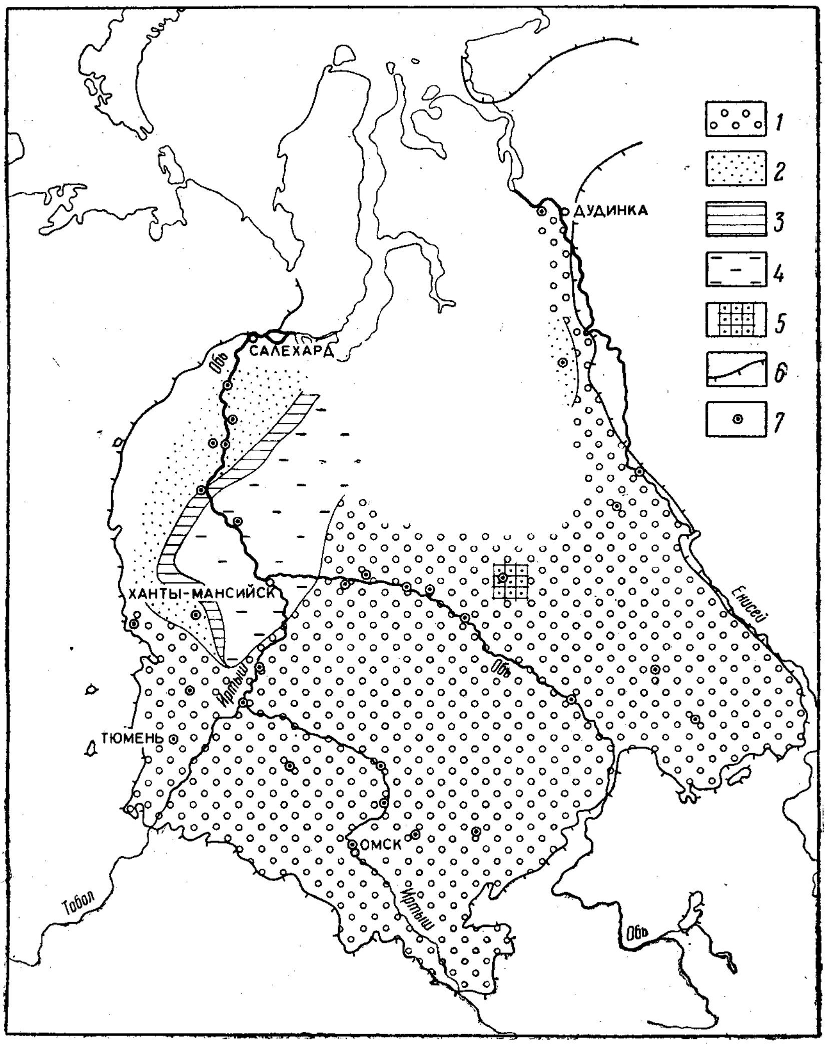


Рис. 34. Схематическая карта изменения коллекторских свойств пород киялинского горизонта. Составили Ф. Г. Гурари, И. И. Нестеров по данным Тюменского, Новосибирского ГУ и СНИИГГиМС

1 — проницаемость >500 *мдарси*, уд. дебиты $>0{,}01$ *л/сек*; *2* — проницаемость 100—500 *мдарси*, уд. дебиты 0,01—0,001 *л/сек*; *3* — проницаемость 10—100 *мдарси*, уд. дебиты 0,001—0,0001 *л/сек*; *4* — глинистые толщи, лишенные проницаемых пород; *5* — участки с аномально пониженными коллекторскими свойствами; *6* — граница современного распространения осадков; *7* — группы и одиночные скважины, по которым определены параметры коллекторских свойств пород

тарской свиты (горизонт «Н») представлен четырьмя-пятью песчаными пластами мощностью 5—10 *м*, разделенными глинистыми породами. К востоку и юго-востоку количество песчаных пластов и их мощность быстро уменьшается. На Алясовских площадях присутствуют уже только два песчаных пласта, а на Чуэльской, Игримской площадях песчаники полностью замещаются алевритами и глинистыми породами. Коллекторские свойства горизонта «Н» несколько хуже, чем его ана-

http://jurassic.ru/

логов в районах Сургута и Тобольска. Открытая пористость песчаников равна 10—20%, проницаемость до 94 *мдарси,* удельные дебиты 0,0001—0,00056 *л/сек.* В пределах Березовской площади удельные дебиты несколько выше и составляют 0,0063—0,0028 *л/сек.* От Шеркалинской, Нахрачинской и Уватской площадей в направлении к Ханты-Мансийску и Малому Атлыму проницаемые породы в разрезе валанжина исчезают.

Ухудшение коллекторских свойств песчаников тарского горизонта по направлению к зоне развития фроловской свиты связано с глинизацией песчаников и изменением состава цемента. В окраинных зонах низменности цемент обычно глинистый, глинисто-хлоритовый, типа соприкосновения; количество его в песчаниках не более 10—15%. По направлению к зоне развития фроловской свиты количество цемента в песчаниках увеличивается до 25—30% и более. Наряду с глинистым и глинисто-хлоритовым цементом часто встречается глинисто-карбонатный и карбонатный, по типу цементы базальные или выполнения пор; при карбонатном составе очень часто встречается пойкилитовый цемент. На отдельных участках, по данным Е. Г. Сорокиной и Г. Н. Перозио, коллекторские свойства песчаных пород тарской свиты снижаются за счет развития процессов вторичного минералообразования.

Для киялинского горизонта также наблюдается глинизация песчаников и затем полное замещение их глинистыми породами при движении к зоне развития фроловской свиты. В то же время в распространении коллекторов в разрезах тарской свиты и киялинского горизонта имеются значительные различия. В отличие от тарской свиты в киялинском горизонте при движении от Сургутского района к периферии низменности количество песчаных пластов не только не возрастает, но, наоборот, уменьшается. В южных разрезах Петропавловского района, Омской, Татарской, Барабинской, Колпашевской и других площадей песчаники в значительной степени подчинены глинам. При этом пористость и проницаемость песчаников сохраняются достаточно высокими, что обеспечивает высокие удельные дебиты при опробовании скважин. Только в узкой полосе, примыкающей непосредственно к обрамлению (Приказахстанская и Барабинско-Пихтовская моноклинали, Кулундинская впадина), песчаники вновь получают в киялинской свите доминирующее развитие.

Для центральных районов низменности при общем увеличении количества песчаников в разрезе киялинского горизонта происходит резкое обособление их в нижней его части, где они образуют существенно песчаниковую нижне-вартовскую подсвиту. Верхняя часть горизонта представлена верхне-вартовской глинистой подсвитой, в которой песчаников практически нет.

Наиболее емкими и проницаемыми являются песчаники киялинского горизонта, развитые вдоль обрамления низменности. Их открытая пористость в разрезах Малохетской, Елогуйской, Омской, Тавдинской, Туринской, Пословской и других площадей обычно более 25—30%, проницаемость больше 1000 *мдарси,* удельный дебит равен 0,01—0,12 *л/сек,* иногда до 0,45 *л/сек.* Одной из особенностей разреза киялинского горизонта является сохранение высоких коллекторских свойств песчаников даже вблизи перехода в глины фроловской свиты. Так, в разрезах Усть-Балыка и Тобольска открытая пористость песчаников равна 20—25%, проницаемость 100—420 *мдарси,* а в отдельных пластах до 1080 *мдарси.*

Несколько иной характер перехода преимущественно песчаного разреза готерив-баррема в глинистый отмечается на северо-западе

http://jurassic.ru/

низменности. Западнее и северо-западнее линии Мояхт-Асс — Сартынья преобладают песчаники с высокими коллекторскими свойствами (проницаемость больше 500 *мдарси,* удельные дебиты выше 0,01 *л/сек*). От этой линии по направлению к центру низменности песчаники нижней части киялинского горизонта быстро переходят в глины, в то время как в верхней части сохраняется пачка песчаников (пачка «М»), прослеживаемая вплоть до Казымской и Шеркалинской площадей. Коллекторские свойства песчаников пачки «М» несколько хуже, чем во внешней зоне, но достаточно хорошие. Открытая пористость равна 15—20%, проницаемость 100—500 *мдарси,* удельные дебиты 0,0012—0,0035 *л/сек.*

В породах тарской свиты и киялинского горизонта открыты высокодебитные месторождения: нефтяное на Усть-Былакской площади и газовое на Тазовской* (описание их дано в предыдущем разделе). Кроме того, отмечен ряд нефтепроявлений, освещенных ниже.

Ереминская площадь. В скв. 3-ПР Ереминской площади, расположенной в Гаринском районе Свердловской области, в 1961 г. при испытании пласта песчаника в кровле готерив-барремских отложений (интервал 780—786 *м*) после торпедирования начался перелив воды с дебитом 200 *м³/сутки.* Через 45 *мин* перелив прекратился из-за образования песчаной пробки. После промывки скважины возобновился перелив воды с газом и пленкой нефти. Дебит воды 350,28 *м³/сутки,* газа 288 *м³/сутки,* нефти 0,5—2 *л/сутки.* В конце испытания дебит нефти усилился до 18 *л/сутки.* Избыточное давление на устье равно 3,5 *атм,* температура на глубине 780 *м* 43° С, на устье 27° С.

Нефть темно-коричневая, вязкая, с запахом смолы. После дополнительного бурения скважин в пределах Ереминской площади в готерив-барремских отложениях признаков нефти не было обнаружено. Все нефтепроявления в новых скважинах приурочены к кровле апта, в связи с чем вызывает сомнения правильность стратиграфической привязки нефти из скв. 3-ПР. Не исключено, что вследствие некачественной цементации колонны нефть при испытании скв. 3-ПР поступала из кровли апта.

На Мало-Атлымской площади слабые притоки нефти и газа получены в 1960 г. при испытании в скв. 1-Р пласта песчаника в кровле фроловской свиты, выделяемого по каротажу в интервале 1729—1738 *м.* Покрышкой являются серые глинистые алевролиты мощностью 11 *м,* выше которых начинаются песчано-алевролитовые породы викуловской свиты. Перфорирован интервал 1727—1736 *м.* В результате испытания получены незначительные притоки нефти и газа. При доливе технической воды до устья дебит нефти составил 23—25 *л/сутки,* газа 0,03—0,07 *м³/сутки.* Избыточное давление на устье 2,5 *атм.* По химическому составу нефть мало отличается от полученной в этой же скважине из нижележащих отложений юры и валанжина, что заставляет сомневаться в качестве опробования.

В 1961 г. на Тобольской площади при повторном испытании скв. 3-Р, а также при испытании скв. 10-РГ с целью разведки йодного месторождения наблюдался вынос с водой комков сильно загустевшей нефти. В скв. 10-РГ при испытании интервала 1724—1715 *м* (середина леушинской свиты) при переливе воды на устье появились черные сгустки парафинистых битумов, которые не горят, но легко плавятся. Нефтепроявления в пределах Тобольской площади,

* В 1962 г. мощный газовый фонтан получен в скв. 102-Р Охтеурьевской площади из пород тарской свиты; при опробовании скв. 50-Р Западно-Сургутской площади получен фонтан нефти из неокомских отложений.

http://jurassic.ru/

возможно, связаны с тем, что в период бурения глубоких разведочных скважин на нефть для ликвидации аварий применялась нефтяная ванна. Однако имеются также данные, позволяющие предполагать, что полученная нефть не связана с нефтяной ванной.

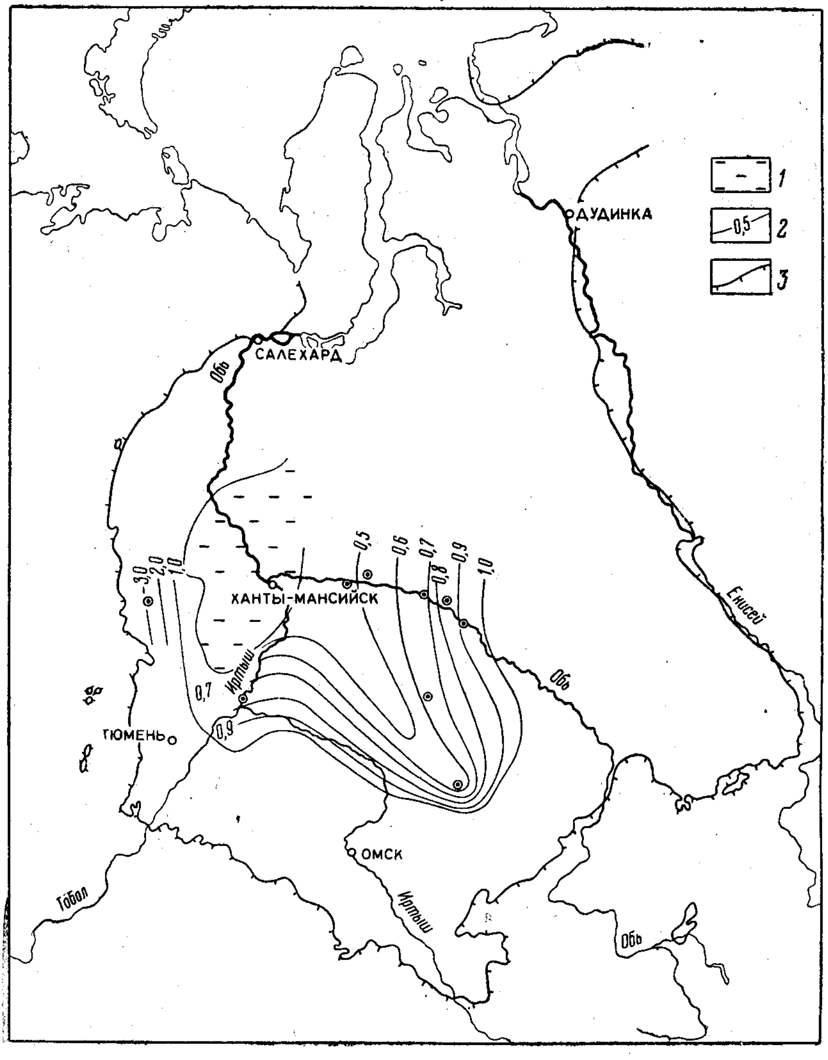


Рис. 35. Схематическая карта изменения углеводородного состава неокомских нефтей Западно-Сибирской низменности. Составил И. И. Нестеров, 1962 г.

1 — глинистые отложения фроловской свиты; *2* — изолинии отношения ароматических к метановым углеводородам в дистиллятной части нефтей; *3* — граница распространения неокомских отложений

Северо-Сургутская площадь. При бурении скв. 57-Р в 1962 г. из интервалов 2045—2050; 2050—2053; 2053—2056 и 2062—2065 *м* подняты песчаники, насыщенные нефтью. Всего выделяется четыре нефтенасыщенных пласта мощностью от 0,25 до 1,20 *м*. Суммарная мощность нефтенасыщенного керна равна 2,61 *м*. Скважина не испытывалась, но наличие нефтенасыщенных пород указывает на существование в пределах Северо-Сургутской структуры нефтяного месторождения.

http://jurassic.ru/

Локосовская площадь. При бурении второго ствола скв. 62-Р в 1962 г. в интервале 2163—2187 *м*, соответствующем пласту XV в основании тарской свиты, поднят песчаник, насыщенный нефтью. Скважина не испытывалась, но обильное нефтенасыщение песчаников указывает на наличие в пределах Локосовской структуры месторождения нефти.

Ермаковская площадь. В 1962 г. при бурении скв. 17-Р в своде Ермаковской локальной структуры с глубины 1711—1728 *м* был поднят керн, насыщенный нефтью. Суммарная мощность нефтенасыщенных пород по керну равна 2,5 *м*. По керну и электрокаротажным диаграммам в скв. 17-Р в интервале 1710—1730 *м* выделяется четыре самостоятельных пласта мощностью 0,5—5,0 *м*. В трех верхних пластах нефтенасыщение незначительно. В нижнем пласте (1725—1730 *м*) нефтенасыщенная мощность равна 1,2 *м*. Стратиграфически пласты с нефтью приурочены к кровле киялинского горизонта. Скважина не испытывалась.

Межовская площадь. В 1962 г. при испытании интервала 1895—1900 *м* в скв. 2-Р, пробуренной на своде Межовской локальной структуры, получены небольшие притоки нефти. Интервал перфорации 1895—1900 *м* приурочен к пласту песчаника в основании киялинской свиты. При снижении уровня до 400—500 *м* получен приток воды с нефтью. Дебит воды равен 24 $м^3$*/сутки*, нефти до 3 $м^3$*/сутки*. При бурении нефтепроявлений не отмечалось. Нефть легкая, малосернистая, сходная с юрскими нефтями центральных районов низменности.

Химический состав нефтей из неокомских отложений закономерно изменяется по направлению от периферии к ее центральной части, особенно к зоне Ханты-Мансийской впадины, характеризующейся развитием существенно глинистых пород. Величина отношения ароматических углеводородов к метановым (рис. 35) от Назино по направлению к Усть-Балыку изменяется от 0,94 до 0,46. По мере приближения к зоне выклинивания песчаников в составе нефтей наблюдается увеличение содержания метановых углеводородов, и наоборот, по мере регионального улучшения коллекторских свойств пород неокома увеличивается содержание ароматических углеводородов. Это явление указывает на большую активность агентов гипергенеза в периферических частях низменности.

НЕФТЕГАЗОСОДЕРЖАЩАЯ ТОЛЩА ПОКУРСКОЙ СЕРИИ

На востоке, юге и в центральной части Западно-Сибирской низменности покурская нефтегазоносная толща по объему совпадает с покурской свитой, а на западе она объединяет осадки викуловской, ханты-мансийской и уватской свит. Покурская свита представлена песчано-глинистыми отложениями, накапливавшимися в континентальных условиях. Встречаются отдельные пласты и пачки прибрежно-морских осадков с фауной фораминифер. В разрезе свиты преобладают песчаные породы. Песчаники залегают в форме крупных линзообразных тел мощностью от 1—5 до 30—50 *м*, которые соединяются между собой, образуя единую, гидравлически связанную систему проницаемых пород. В отдельных частях разреза покурской свиты имеются также обособленные пласты песчаников с достаточно слабой гидравлической связью, появляющиеся вблизи зон развития преимущественно глинистых осадков. Такая зона встречена в пределах Сургутского сводообразного поднятия. В разрезах скважин Сургутской, Северо-Сургутской и Усть-Балыкской площадей низы покурской свиты мощностью до

http://jurassic.ru/

100 *м* представлены слабопроницаемыми алевролитами и глинами. По направлению к этой алевролито-глинистой зоне со стороны Ханты-Мансийска, Локосово и с юго-востока существенно песчаная толща покурской свиты распадается на отдельные, обособленные друг от друга песчаные пласты.

На западе, в средней части разреза покурской нефтегазоносной толщи, залегает глинистая пачка низов ханты-мансийской свиты мощностью до 150 *м*, в зоне перехода которой в песчаные породы покурской свиты также следует ожидать появления обособленных песчаных пластов.

Кроме глинистой толщи низов ханты-мансийской свиты, глинисто-алевролитовые зоны могут быть встречены и среди преимущественно песчаных толщ викуловской и уватской свит. Одна из таких зон вскрыта в пределах Чуэльской площади на северо-западе низменности. Здесь верхняя часть уватской свиты мощностью от 20 до 100 *м* представлена в основном глинистыми породами, по направлению к которым со стороны Березово, Казымской культбазы и Тугиянской площади происходит глинизация и замещение песчано-алевролитовых пластов.

По геохимическим показателям породы покурской, уватской и викуловской свит близки между собой и довольно резко отличаются от глинистых отложений низов ханты-мансийской свиты. Чтобы проследить общую закономерность изменения геохимических показателей в породах с близким фациальным составом при подсчете средних значений геохимических параметров, исключались данные изучения глинистых осадков ханты-мансийской свиты (рис. 36, 37).

Континентальные и прибрежно-континентальные осадки покурской серии накапливались в окислительной и переходной от окислительной к восстановительной средах. По окраинам низменности преобладают окислительные условия. Окислительно-восстановительная емкость пород здесь равна 0,2—0,32 $\frac{мг\ O_2}{100}$. По направлению к центру низменности величина окислительно-восстановительной емкости пород покурской серии увеличивается. В разрезах Ларьяка, Напаса, Межовки, Туйской площади, Нового Васюгана она равна 0,46—0,76 $\frac{мг\ O_2}{100}$.

Породы покурской серии характеризуются сравнительно высоким содержанием гуминовых кислот, которое изменяется обычно от 0,2 до 1,15%, и только в разрезах скважин Средне-Васюганской, Туйской и Межовской площадей гуминовые кислоты не обнаружены. Содержание органического углерода и хлороформенных битумов в континентальных и прибрежно-континентальных породах покурской серии увеличивается от окраин низменности по направлению к Ханты-Мансийску и Малому Атлыму. При содержании органического углерода в породах менее 1% он присутствует в глинистых и песчаных породах почти в равных количествах; при содержании больше 1% намечается некоторое увеличение количеств $C_{орг}$ в глинах по сравнению с песчаными породами. В центральных районах низменности (Сургут, Покур) в верхней части покурской свиты степень восстановленности органического вещества в глинистых осадках выше чем в песчаных, а для низов покурской свиты отмечается обратная зависимость — увеличение содержания хлороформенных битумов в органическом веществе песчаников по сравнению с глинистыми осадками.

Коллекторские свойства пород покурской серии хорошие. Наблюдается некоторое улучшение коллекторов к окраинам низменности (рис. 38), где открытая пористость песчаников достигает 30—40%, а проницаемость, как правило, более 1000 *мдарси*. В разрезах скважин

http://jurassic.ru/

Елогуйской, Тымской, Пудинской, Большереченской, Челноковской, Туринской и других площадей из пород покурской серии получены притоки воды с удельным дебитом 0,1—2,02 *л/сек*. По направлению

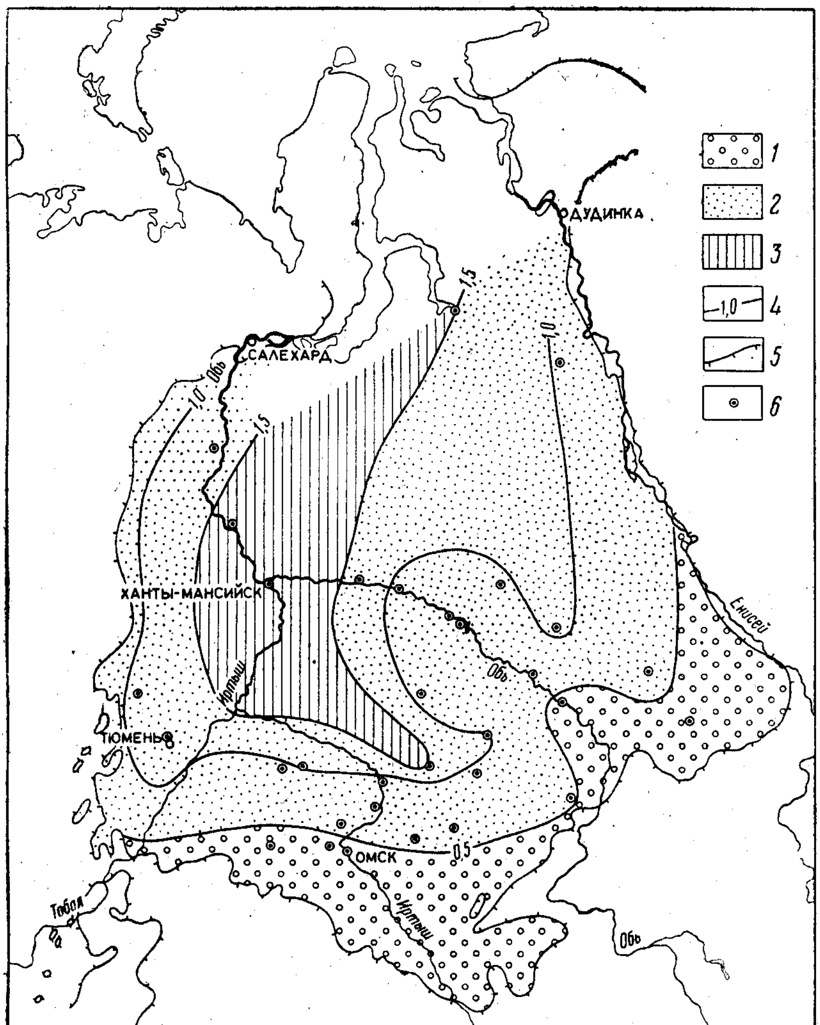


Рис. 36. Схематическая карта изменения содержания $C_{орг}$ в породах покурской серии. Составили Ф. Г. Гурари, Н. П. Запивалов, И. И. Нестеров по данным Тюменского, Новосибирского ГУ и СНИИГГиМС

Зоны с содержанием $C_{орг}$: *1* — от 0 до 0,5%, *2* — от 0,5 до 1,5%, *3* — от 1,5 до 3%; *4* — дополнительные изолинии содержания $C_{орг}$; *5* — граница современного распространения осадков; *6* — скважины и группы скважин, по которым проведены определения $C_{орг}$

к центру низменности коллекторские свойства песчаников несколько снижаются (проницаемость уменьшается до 500 *мдарси*, удельный дебит до 0,01 *л/сек*), но и здесь часто присутствуют пласты с проницаемостью до 3580 *мдарси* (Новый Васюган).

Относительно худшими коллекторскими свойствами обладают разрезы покурской серии Ханты-Мансийской и Мало-Атлымской площадей. Здесь намечается зона, в пределах которой проницаемость пес-

http://jurassic.ru/

чаных пород в среднем снижается до 100—500 *мдарси*. Некоторое ухудшение коллекторских свойств викуловской свиты, связанное с ее глинизацией, отмечается в западной части низменности, в районе Ере-

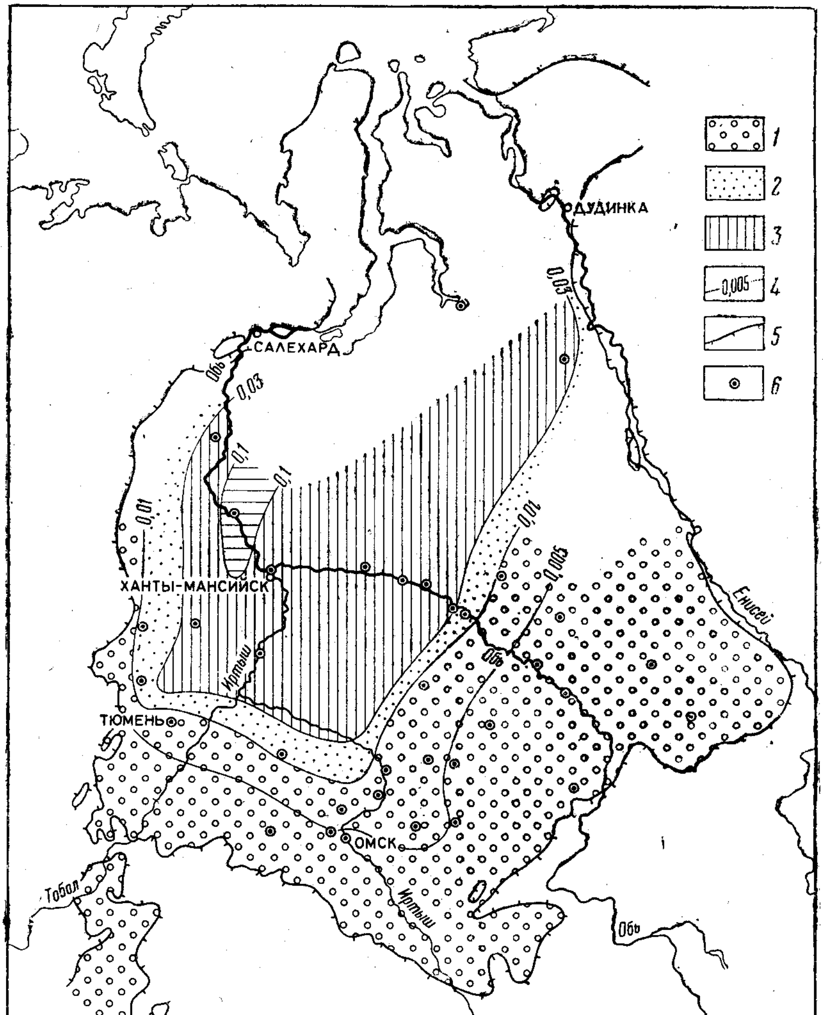


Рис. 37. Схематическая карта изменения содержания хлороформенных битумов в породах покурской серии. Составили Ф. Г. Гурари, Н. П. Запивалов, И. И. Нестеров по данным Тюменского, Новосибирского ГУ и СНИИГГиМС

Зоны с содержанием хлороформенных битумов: *1* — от 0 до 0,01%, *2* — от 0,01 до 0,03 %, *3* — от 0,03 до 0,1%; *4* — дополнительные изолинии содержания хлороформенных битумов; *5* — граница современного распространения осадков; *6* — скважины и группы скважин, по которым проведены определения хлороформенных битумов

минской площади. Резкое ухудшение коллекторских свойств наблюдается также в пределах глинистых зон, имеющихся в районах Чуэльской площади и Сургутского сводообразного поднятия.

В отложениях покурской нефтегазоносной толщи промышленных месторождений нефти или газа пока не обнаружено.

Описание нефтепроявлений приводится ниже.

Щучьинская площадь. В скв. 32-ПР профиля Щучье—Солета на глубине 400—450 *м* глинистые отложения ханты-мансий-

http://jurassic.ru/

ской свиты залегают непосредственно на породах коры выветривания. В скв. 32-ПР и 7-ПР в породах коры выветривания обнаружено пропитывание пород нефтью.

В пределах Ереминской площади нефтепроявления зафиксированы в кровле викуловской свиты в скважинах 4-ПР и 5-ПР. Пло-

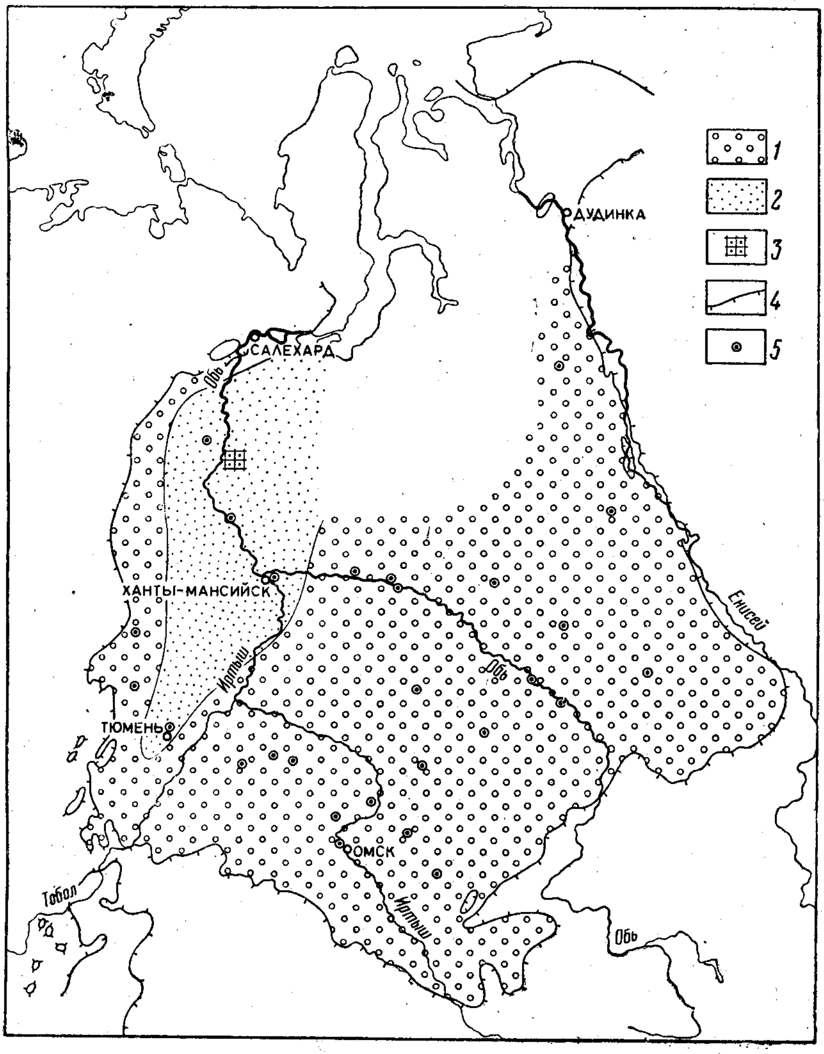


Рис. 38. Схематическая карта изменения коллекторских свойств пород покурской серии. Составили Ф. Г. Гурари, И. И. Нестеров по данным Тюменского, Новосибирского, Красноярского ГУ и СНИИГГиМС

1 — проницаемость > 500 *мдарси*, уд. дебиты >0,01 *л/сек*; *2* — проницаемость 100—500 *мдарси*, уд. дебиты 0,01—0,001 *л/сек*; *3* — участки с аномально пониженными коллекторскими свойствами; *4* — граница современного распространения осадков; *5* — группы и одиночные скважины, по которым определены параметры коллекторских свойств пород

щадь расположена в долине р. Пелым, в 80 *км* к юго-западу от Шаимского нефтяного месторождения. В скв. 4-ПР в 1962 г. в кровле викуловской свиты непосредственно под глинами ханты-мансийской свиты при испытании интервала 641,8—655,0 *м* был получен перелив воды с нефтью. Установившийся дебит воды в конце испытания составил

http://jurassic.ru/

Сравнительная характеристика нефтей

Продуктивная толща	Разведочная площадь № скважины	Глубина, м	Геологический возраст	Уд. вес нефти при 20° С	Начало кипения, °С	Фракционный состав, %				Асфальтены, %
						до 150	150—200	200—250	250—300	
Ерунаковская	Шахта Абашевская Пласт 14	—	P_2	0,8115	70	12,67	5,52	5,62	11,74	0,05
Ильинская	Южно-Борисовская 29-О	305	»	0,8447	108	1,73	2,47	5,06	5,12	—
	20-О	613	»	0,8602	123	7,17	11,02	7,96	9,25	0,31
Ерунаковская	Узунцовская 445-К	218—243	»	0,8239	—	—	1,1	8,9	26,0	—
Бейская	Западно-Тогарская 8-Р	1182—1280	D_2^2	0,7971	93	3,98	8,58	7,73	6,60	—
Илеморовская	Ново-Михайловская 5-Р	2569—2572	»	0,7595	58	25,11	14,67	11,35	3,75	—
Карбонатная	Ново-Нежинская 119-К	482,2—521,7	C_1	0,9115	—	—	—	3,19	2,76	1,0
Коркинская	Ефремовская 2-К	252—337	T	0,880	62	6,4	1,6	6,7	25,80	—
То же	Шахта Пригородная (Челябинск) горизонт 40	—	»	0,857	102	—	4	15,8	37,0	—
» »	Ключевская 1-Р	—	C_1	0,81	74	11,9	11,5	11,1	18,6	—
Тюменская	Усть-Сильгинская 4-Р	2323—2333	J_{1-3}	0,7773	123	9,52	56,4	26,66	6,9	0
»	Назинская 6-Р	2412—2425		0,7541	57	56,95	18,82	11,63	5,83	0
»	Ново-Васюганская 1-Р	2982—2988	»	0,8736	80	3,74	8,84	6,78	12,91	0,69
»	Больше-Каменская 141-Р	2258—2277	»	0,8615	96	9,9	8,1	7,6	7,59	1,22
»	Больше-Каменская 142-Р	2388—2393	»	0,853	70	12,0	11,0	9	14,0	0,53
»	Больше-Каменская 142-Р	2558—2604	»	0,811	49	21,0	11,0	10,0	10,8	0,18
»	Кислорская 158-Р	2047—2057	»	0,844	65	13,5	10,0	11,0	10	0,88
»	Щучьинская 32-ПР	400—450	»	0,941	185	—	0,6	12,4	28	0,3
»	Колпашевская 2-Р	2860—2869	»	0,8484	245	—	—	—	21,9	0,8

http://jurassic.ru/

Таблица 7

Западно-Сибирской низменности

Смолы, %		Парафины, %	Элементарный состав, %				Структурно-групповой и групповой углеводородный состав								
							Фракция до 200° С по анилиновым точкам			Фракция 200—500° С по методу n — d — M			Фракция до 500° С по анилиновым точкам		
селикагелевые	сернокислотные		C	H	S	N_2	Ar	Na	Me	C_{Ar}	C_{Na}	C_{Me}	Ar	Na	Me
—	8,0	7,6	85,69	14,16	0,007	—	—	—	—	—	—	—	11,34	11,34	75,32
—	12,0	5,87	85,94	13,49	0,1	—	—	—	—	—	—	—	18,49	40,32	40,85
4,25	4,0	4,91	87,36	12,42	0,1	—	—	—	—	—	—	—	41,44	23,60	34,95
1,5	—	13,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	10,3	1,73	88,0
0,88	—	27,33	85,01	14,92	0,02	—	—	—	—	—	—	—	3,18	17,95	77,35
—	2,0	29,1	84,72	14,84	0,07	—	—	—	—	—	—	—	8,45	13,78	77,73
—	53,0	5,6	85,82	13,25	0,48	—	—	—	—	—	—	—	29,59	34,21	29,71
—	—	—	86,02	12,97	—	0	—	—	—	—	—	—	32,3	20,8	46,9
—	—	1,78	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	16,2	10,5	79,5
0,006	—	0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	13,78	20,60	65,61
—	—	0	85,8	14,4	0,02	—	16,3	20,7	63,0	—	—	—	17,6	21,92	60,92
—	16,6	8,7	85,19	12,97	0,48	0,24	14,9	38,3	46,8	—	—	—	32,83	20,42	46,44
—	32,0	2,85	86,02	12,42	0,57	—	9,2	36,2	45,7	18,4	26,5	55,1	18,07	26,16	40,42
8,16	—	2,01	—	—	0,56	0,17	—	—	—	—	—	—	—	—	—
4,14	—	4,75	—	—	0,26	0,11	—	—	—	—	—	—	—	—	—
7,82	—	2,05	—	—	0,37	0,10	—	—	—	—	—	—	—	—	—
6,81	—	0,2	—	—	0,41	0,07	—	—	—	—	—	—	—	—	—
5,2	—	50,7	86,42	9,98	1,16	0,45	—	—	—	—	—	—	11,6	7,5	79,5

http://jurassic.ru/

Продуктивная толща	Разведочная площадь № скважины	Глубина, м	Геологический возраст	Уд. вес нефти при 20° С	Начало кипения, °С	Фракционный состав, % до 150	150—200	200—250	250—300	Асфальтены, %
Тюменская	Мало-Атлымская									
	1-Р	2703—2706	J_{1-3}	0,8393	39	17,20	8,94	4,97	7,85	—
	1-Р	2703—2706	»	0,8494	68	13,2	8,6	8,9	8,9	1,1
	1-Р	2554—2559	»	0,8613	99	8,65	11,23	6,41	11,06	0,40
»	Усть-Балыкская									
	61-Р	2782—2789	»	0,874	69	7,95	7,26	9,98	10,43	1,13
»	Ново-Васюганская									
	1-Р	2943—2954	»	0,8739	95	4,97	8,21	9,61	10,51	0,29
	1-Р	2914—2933	»	0,8671	101	4,14	9,62	8,97	11,32	0,44
	1-Р	2716—2728	»	0,8493	65	14,68	11,34	8,69	4,0	0,87
Локосовская	Мегионская									
	1-Р	2444—2454	J_3	0,8643	56	10,33	11,35	10,45	5,86	2,39
»	Сургутская									
	53-Р	2683—2689	»	0,890	70	7,5	5,0	7,0	9,0	0,35
Вогулкинская или барабинская	Похромская									
	76-Р	1311—1321	»	0,821	155	—	61,0	36,5	25	—
То же	Березовская									
	4-Р	1264—1268	»	0,840	203	—	—	71,3	26,4	—
» »	Чуэльская									
	85-Р	1624—1626	»	0,755	75	80,0	15,0	—	—	—
	83-Р	1601—1603	»	0,806	118	—	48,0	38,0	7,0	—
	87-Р	1601—1605	»	0,762	68	78,0	14,0	5,0	2,0	—
	87-Р	1601—1605	»	0,754	79	18,0	4,0	—	—	—
» »	Пудинская									
	1-Р	2551—2562	»	0,8652	86	20,0	15,0	10,0	15,5	—
» »	Охтеурьевская									
	101-Р	2261—2263	»	0,851	72	12,62	9,85	7,06	13,09	0,89
» »	Лукашкин-Ярская									
	1-Р	2162—2177	»	0,8606	73	14,61	9,57	5,38	6,06	0,35
Барабинская или вогулкинская	Назинская									
	1-Р	2338—2348	»	0,8677	91	9,21	9,36	7,46	9,90	—
	5-Р	2205—2229	»	0,8912	90	0,76	5,98	9,72	10,10	0,18
То же	Мортымьинская									
	23-Р	1555—1558	»	0,847	110	10,5	15,5	12,0	15,0	0,22
	28-Р	1592—1594	»	0,824	58	21,0	12,0	11,0	8,5	0,43
	30-Р	1461—1465	»	0,865	65	10,5	8,5	6,0	11,0	1,88
	32-Р	1512—1514	»	0,838	50	14,0	6,5	9,5	11,0	0,33
	74-Р	1471—1487	»	0,828	56	17,0	11,5	7,5	10,0	0,36
» »	Красноленинская									
	1-Р	2439—2470	»	—	—	24,41	13,69	14,01	14,9	—
» »	Каменная									
	2-Р	2271—2294	»	0,795	53	21,80	13,97	14,62	15,57	0,05
	5-Р	2326—2353	»	0,806	95	20,5	20,0	14,5	14,0	0
	5-Р	2326—2353	»	0,828	152	—	17,5	23,5	18,0	0
	13-Р	2417—2424	»	0,803	49	22,5	18,0	8,5	10,0	0
	13-Р	2417—2424	»	0,842	120	2,0	15,0	14,5	16,5	Следы
	13-Р	2417—2424	»	0,829	105	12,2	15,8	15,0	14,0	»

http://jurassic.ru/

Продолжение таблицы 7

Смолы, %		Парафины, %	Элементарный состав, %				Структурно-групповой и групповой углеводородный состав								
							Фракция до 200° С по анилиновым точкам			Фракция 200—500° С по методу n — d — M			Фракция до 500° С по анилиновым точкам		
селикагелевые	сернокислотные		C	H	S	N_2	Ar	Na	Me	C_{Ar}	C_{Na}	C_{Me}	Ar	Na	Me
—	—	—	85,75	11,43	0,43	0,28	17,9	27,4	54,7	—	—	—	24,86	25,08	42,29
6,8	—	4,9	—	—	0,33	—	10,6	36,8	52,6	—	—	—	22,0	24,2	53,8
—	15,1	4,1	86,18	13,43	0,26	—	18,3	34,5	47,2	—	—	—	26,88	29,52	43,60
12,1	43,5	1,2	—	—	1,3	0,25	12,0	25,2	62,8	19,2	26,0	54,8	25,92	28,75	44,77
—	20,8	4,6	85,67	13,06	0,42	0,22	22,78	15,44	61,72	—	—	—	31,12	20,12	41,43
—	28	4,1	85,94	12,79	0,46	0,24	17,4	27,20	55,4	—	—	—	33,0	23,86	41,82
4,99	—	7,02	86,47	13,38	0,48	—	21,3	22,10	56,5	—	—	—	33,48	26,81	35,84
6,78	2,2	0,95	86,65	12,50	0,34	0,001	17,8	5,4	76,8	24,3	28,7	47,0	24,88	25,01	42,29
10,29	—	2,66	—	—	3,14	0,17	—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	0,08	—	2,37	78,08	19,55	—	—	—	3,87	84,17	11,95
0,7	—	—	—	—	0,04	—	—	—	—	—	—	—	3,3	92,4	4,3
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	86,93	11,43	0,46	—	38,9	22,6	38,5	—	—	—	—	—	—
5,76	28	2,05	—	—	0,47	0,18	11,3	38,5	51,2	19,4	24,8	55,8	21,57	34,94	42,66
2,65	22	6,0	86,68	12,9	0,21	—	20,0	28,0	52,0	—	—	—	31,49	28,83	38,73
—	22,5	4,6	25,19	13,49	0,36	—	12,45	39,9	47,65	—	—	—	27,09	28,39	44,52
—	20,8	3,0	86,50	12,66	0,32	0,22	21,01	25,67	53,32	—	—	—	35,24	28,35	35,18
5,28	—	3,65	—	—	0,31	0,11	—	—	—	—	—	—	—	—	—
5,54	—	2,69	—	—	0,48	0,12	—	—	—	—	—	—	—	—	—
10,5	—	5,48	—	—	1,05	0,13	—	—	—	—	—	—	—	—	—
7,09	—	3,81	—	—	0,43	0,11	—	—	—	—	—	—	—	—	—
7,87	—	4,37	—	—	0,48	0,17	—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	—	—	9,8	26,3	67,9	16,2	17,6	66,2	12,81	20,76	65,86
1,74	2,0	1,0	—	—	0,13	0,6	9,76	21,3	69,0	16,0	23,7	60,3	13,2	23,3	63,5
—	—	1,74	—	—	0,04	0,06	—	—	—	—	—	—	—	—	—
3,68	—	2,42	—	—	0,10	0,05 +02	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1,09	—	2,78	—	—	0,1	0,03	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2,71	—	8,3	—	—	0,16	0,08	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2,41	—	3,36	—	—	0,13	0,06	—	—	—	—	—	—	—	—	—

http://jurassic.ru/

Продуктивная толща	Разведочная площадь № скважины	Глубина, *м*	Геологический возраст	Уд. вес нефти при 20° С	Начало кипения, °С	Фракционный состав, %				Асфальтены, %
						до 150	150—200	200—250	250—300	
Барабинская или вогулкинская	Мулымьинская									
	1-Р	1482—1494	J_3	0,828	57	22,0	10,0	9,5	10,5	0,355
	28-Р	1405—1432	„	0,8377	40	13,28	9,33	10,64	7,85	0,31
Фундамент	3-Р	1415—1500	„	0,819	45	23,29	11,83	10,27	12,11	—
	5-Р	1433—1468	„	0,779	39	33,32	8,36	8,31	6,64	0,43
Вогулкинская	6-Р	1488—1498	„	0,843	58	11,95	9,32	12,68	6,77	—
Фундамент	7-Р	1426—1442	„	0,8374	36	15,61	9,16	9,46	6,32	—
	8-Р	1457—1500	„	0,869	51	13,99	7,75	11,51	16,20	3,62
Вогулкинская	11-Р	1472—1486	„	0,813	60	22,0	13,0	11,0	10,0	—
	31-Р	1494—1543	„	0,855	68	10,0	10,0	10,0	13,0	0,58
То же	Деминская 9-Р	1220—1222	„	0,845	218	—	—	57,2	40,5	—
„ „	Северо-Алясовская 41-Р	1264—1284	„	0,821	160	—	45,0	46,0	3,0	—
Ачимовская	Александровская 1-Р	2353—2360	Cr_1V_{2s}	0,8654	123	5,62	13,86	8,52	10,05	1,98
„	Мегионская 1-Р	2358—2363	„	0,842	75	13,3	13,88	10,58	7,59	—
„	Мало-Атлымская 1-Р	2441—2449	„	0,8866	120	5,2	13,3	11,8	11,0	0,6
Тарская или куломзинская	Соснинская 1-Р	2129—2136	„	0,8514	62	12,81	9,16	11,98	3,75	—
То же	Сургутская 52-Р	2278—2281	„	0,900	103	2,0	7,0	9,0	9,00	2,73
	52-Р	2291—2296	„	0,893	74	5,36	79,2	6,90	6,26	1,01
„ „	Мегионская 1-Р	2175—2178	„	0,850	43	14,87	10,46	10,87	11,75	1,30
Вартовская или леушинская	Межовская 2-Р	1895—1900	Cr_1h+b	0,8320	63	16,91	11,48	9,02	4,22	—
То же	Тобольская 3-Р	1639—1648	„	0,911	152	—	0,39	8,98	13,26	1,14
	3-Р	1624—1626	„	0,923	215	—	—	2,8	16,2	1,62
	10-РГ	1715—1724	„	0,921	—	—	—	—	—	7,78
„ „	Ереминская 3-ПР	780—786	„	0,950*	265	—	—	—	3,82	3,08
	4-ПР	541,8—654,8	„	0,951	275	—	—	—	9,5	2,02
Викуловская, вартовская или леушинская	Пимская 61-Р	2089—2093	Cr_1ap	0,876	69	7,97	7,02	9,37	11,38	1,78
То же	Усть-Балыкская 62-Р	2046—2050	Cr_1h+b	0,878	74	12,0	7,5	9,5	11,0	1,77
	70-Р	1928—1931	„	0,893	90	4,01	7,47	9,65	9,73	2,0

http://jurassic.ru/

Продолжение таблицы 7

Смолы, %		Парафины, %	Элементарный состав, %				Структурно-групповой и групповой углеводородный состав								
							Фракция до 200° С по анилиновым точкам			Фракция 200—500° С по методу n — d — M			Фракция до 500° С по анилиновым точкам		
селикагелевые	сернокислотные		C	H	S	N_2	Ar	Na	Me	C_{Ar}	C_{Na}	C_{Me}	Ar	Na	Me
6,6	—	4,0			0,37	0,12	—	—	—	—	—	—	—	23,43	49,27
4,92	13,0	6,64	84,4	13,12	0,38	0,16	—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	3,9	—	—	0,29	—	6,25	27,40	67,35	—	—	—	11,70	28,61	50,59
8,87	—	2,9	—	—	0,16	0,4	5,86	55,0	39,14	16,6	23,0	60,4	13,40	41,46	43,74
—	—	2,46	—	—	0,42	—	—	—	—	—	—	—	23,56	28,49	47,70
—	16,00	5,3	—	—	0,43										
10,7	—	3,7	—	—	0,41	0,30	5,8	35,70	58,50	12,3	31,3	56,4	13,5	36,6	47,3
—	—	3,0	—	—	0,35	0,35	—	—	—	—	—	—	—	—	—
11,29	—	3,1	—	—	0,35	0,14	—	—	—	—	—	—	—	—	—
—	—	—	—	—	0,07	—	—	—	—	—	—	—	5,4	85,2	9,4
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
9,13	12,0	4,27	—	—	0,35	—	—	—	—	—	—	—	31,99	33,26	34,73
—	20	2,42	—	—	0,29	—	—	—	—	—	—	—	35,48	20,39	43,19
—	—	2,2	—	—	0,42	0,18	—	—	—	17,3	19,3	62,9	21,4	34,3	44,3
—	32	2,10	85,37	13,11	0,71	—	19,4	15,6	65,0	—	—	—	30,79	31,04	34,94
—	—	2,11	—	—	1,95	0,28	—	—	—	—	—	—	—	—	—
12,06	—	1,89	—	—	1,09	0,53	15,4	10,4	74,2	18,1	26,4	55,5	28,92	15,96	54,58
8,69	—	1,08	—	—	1,25	0,45	11,8	29,0	59,1	16,9	29,5	54,0	28,22	28,12	43,19
—	16,0	3,57	—	—	0,28	—	7,95	35,0	57,05	—	—	—	23,59	32,37	44,04
7,0	—	4,52	—	—	0,68	0,29	—	—	—	19,9	29,5	50,6	31,06	28,66	39,73
9,56	—	1,55	—	—	0,70	0,22	—	—	—	—	—	—	—	—	—
13,56	—	34,24	—	—	1,36	0,22	—	—	—	—	—	—	—	—	—
18,9	—	1,11	—	—	1,17	0,29	—	—	—	16,7	42,4	40,9	31,53	58,44	10,03
15,08	—	0,57	—	—	1,02	0,24	—	—	—	—	—	—	—	—	—
10,47	—	2,91	—	—	1,72	0,21	—	—	—	—	—	—	23,85	23,63	52,10
1,29	—	2,62	—	—	1,81	0,19	9,7	25,4	64,9	20,2	22,9	56,9	23,74	23,02	53,0
13,66	—	2,99	—	—	1,34	0,29	10,8	37,8	51,4	19,2	29,5	51,3	23,34	38,9	37,76

http://jurassic.ru/

Химический состав газов месторождений

Месторождения № скважины	Геологический возраст	Состав газа,				
		CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12}
Шаимское	J_3					
1-Р	„	43,61	8,07	14,14	10,01	3,22
5-Р	„	61,67	7,69	10,84	7,69	—
6-Р	„	75,26	2,33	2,02	0,89	0,46
31-Р	„	58,07	10,44	14,22	5,18	4,81
32-Р	„	77,79	3,74	1,94	2,93	1,82
74-Р	„	34,44	10,80	22,91	13,20	5,13
11-Р	„	82,3	5,26	3,24	0,91	0,29
3-Р	„	42,73	13,11	25,16	14,68	
2-Р	„	53,94	18,75	20,73	4,20	0,45
7-Р	„	68,75	5,95	13,62	8,44	
46-Р	„	9,83	0,19	0,10	0,01	—
12-Р	„	21,4	0,08	—	—	—
39-Р	„	87,14	2,39	1,35	0,44	0,14
37-Р	„	79,92	4,10	3,79	2,76	1,43
10-Р	„	85,64	2,50	1,03	0,30	0,09
Мортымьинское						
23-Р	„	57,33	9,02	18,03	8,80	3,18
28-Р	„	62,68	6,50	10,40	7,90	2,70
Каменное						
1-Р	„	81,74	8,70	3,75	1,92	1,29
2-Р	„	63,55	18,15	7,86	3,15	1,83
5-Р	„	74,23	10,33	6,09	2,75	2,10
Усть-Сильгинское						
6-Р	J	85,5	3,75	2,25	1,20	0,36
3-Р	„	88,5	4,25	2,50	1,20	0,30
Березовское*	J_3	95,01	0,99	0,25	0,03	—
Деминское*	„	93,5	0,85	0,12	Следы	—
9-Р	$Cr_1h—b$	96,02	0,75	0,17	0,06	—
Южно-Алясовское*	J_3	93,98	1,33	0,48	0,036	0,004
21-Р	$Cr_1h—b$	94,5	0,57	0,18	0,09	—
Северо-Алясовское*	J_3	96,36	0,52	0,14	0,03	—
25-Р	$Cr_1h—b$	95,67	—	—	—	—
Похромское*	J_3	92,14	1,33	0,25	0,04	Следы
Чуэльское*	„	94,76	1,43	0,60	0,44	0,06
Тугиянское						
96-Р	„	90,44	3,23	1,88	0,56	—
Северо-Игримское*	„	91,35	1,45	0,58	0,27	0,04
Южно-Игримское*	„	96,12	1,44	0,50	0,31	0,28
Пауль-Турское*	„	90,38	1,78	0,98	0,35	0,17
Сысконсыньинское						
215-Р	„	96,49	1,40	0,37	0,14	0,10
Пунгинское*	„	96,53	2,10	0,42	0,115	0,10
Шухтунгортское						
301-Р	„	95,27	1,60	0,47	0,31	0,17

* Данные приводятся по нескольким анализам из разных скважин.

29,794 *м³/сутки*, дебит газа 28,8 *м³/сутки*, нефти 114 *л/сутки*. Избыточное давление на устье равно 3,0 *атм*, температура на глубине в 650 *м* 40° С. При бурении этой скважины с глубины 648,4—654,4 *м* был поднят керн, пропитанный нефтью.

В скв. 5-ПР в 1962 г. при перфорации интервала 611,6—624,8 *м*, приуроченного к кровле викуловской свиты, начался пульсирующий перелив воды с кратковременными выбросами газа. Из скважины в течение 20 *мин* шел сухой газ без воды. Затем перелив прекратился,

http://jurassic.ru/

Таблица 8

Западно-Сибирской низменности

% объемн.						Примечания
C_6H_{14}	Сумма тяжелых	CO_2	N_2 + редкие	Ar	He	
1,00	36,44	18,47	1,48	—	—	Попутный из нефти
—	26,22	1,25	10,98	—	—	То же
—	5,70	0,50	18,54	—	—	» »
—	34,65	0,74	5,37	—	—	» »
0,65	11,08	2,21	8,92	—	—	» »
0,30	52,34	12,78	0,44	—	—	» »
0,07	9,77	0,24	7,69	—	—	» »
	52,95	0,51	3,81	—	—	» »
—	44,13	0,80	1,03	—	—	» »
	27,98	1,01	2,26	—	—	» »
—	0,30	86,17	3,70	—	—	Растворенный в воде
—	0,80	76,79	1,73	—	—	То же
0,02	4,34	1,81	6,71	—	—	» »
0,39	12,47	1,50	6,11	—	—	» »
—	3,92	1,46	8,98	—	—	» »
2,33	32,36	1,02	0,29	—	—	Попутный из нефти
0,86	28,36	0,50	8,46	—	—	То же
0,78	16,44	0,76	1,06	—	—	» »
1,09	32,08	2,03	1,77	—	—	» »
1,35	22,62	1,52	1,32	—	—	» »
0,05	7,61	1,4	5,29	—	—	Свободный газ
0,15	7,15	0,8	3,10	—	—	То же
—	1,27	0,7	2,7	0,11	0,012	» »
—	0,97	0,48	4,75	0,017	0,026	» »
—	0,98	—	3,00	0,013	0,021	» »
—	1,85	0,63	3,62	—	—	» »
—	0,83	0,80	3,50	—	—	» »
—	0,69	0,56	2,72	—	—	» »
—	1,15	—	3,18	—	—	» »
Следы	1,62	0,485	5,61	—	—	» »
0,02	2,58	0,18	2,67	—	—	» »
—	5,67	0,75	3,14	—	—	» »
0,02	2,37	0,41	5,86	—	—	» »
0,18	2,71	0,34	0,82	—	—	» »
0,11	3,39	0,86	5,17	—	—	» »
—	2,01	0,50	1,00	—	—	» »
—	2,74	0,26	0,51	—	—	» »
—	2,55	0,77	1,41			» »

уровень жидкости в скважине установился на глубине 432 *м*. После возбуждения пласта тартанием начался перелив воды с газом и нефтяной эмульсией. Дебит воды равен 190,08 *м*³/*сутки*, газа 316,8 *м*³/*сутки*, дебит нефте-водяной эмульсии 100 *л*/*сутки*. Избыточное давление на устье 4,5 *атм*, температура на глубине 612 *м* 43° С.

Мало-Атлымская площадь. При испытании Мало-Атлымской опорной скважины в 1960 г. в кровле викуловской свиты опробовано три песчаных пласта на глубине 1472—1476, 1463—1488 и

http://jurassic.ru/

1496—1502 *м*. Перфорирован интервал 1471—1500 *м*. При совместном испытании этих пластов получены незначительные притоки воды, нефти и газа. Дебит воды равен 3 *м³/сутки*, нефти 5,7—12,18 *л/сутки*. газа 0,7—1,0 *м³/сутки*. В начале испытания приток нефти составлял 12,18 *л/сутки*, затем снизился до 5,7 *л/сутки*. По фракционному составу нефть из кровли викуловской свиты не отличается от нефтей из нижележащих объектов в этой же скважине, что вызывает сомнения в качестве опробования.

ВЕРХНЕМЕЛОВЫЕ И ТРЕТИЧНЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ

Верхнемеловые и морские палеогеновые осадки представлены в основном глинистыми и кремнистыми породами и являются региональной водоупорной толщей, разделяющей верхний водоносный комплекс континентальных третичных и четвертичных отложений от покурского водоносного комплекса. Вдоль восточного и юго-восточного обрамления глинистые и кремнистые отложения верхнего мела и палеогена замещаются песчано-глинистой толщей и теряют свои водоупорные качества. На западе и юге глинисто-кремнистая толща примыкает к складчатому обрамлению, однако и здесь внутри нее появляются пласты и пачки проницаемых пород (фадюшинская и др.). В южной и восточной частях низменности в основании березовского горизонта залегает достаточно мощная песчаная ипатовская свита, которая в направлении к центральным частям низменности замещается опоковидными глинами и опоками. Коллекторские свойства верхнемеловых и палеогеновых песков обычно очень высокие, открытая пористость их, как правило, более 25%, проницаемость превышает 1000 *мдарси*.

Морские отложения верхнего мела и палеогена накапливались в окислительных и переходных от окислительных к восстановительным условиям. Окислительно-восстановительная емкость этих пород изменяется от 0,2 до 0,7—0,8 $\frac{мг\ O_2}{100}$, увеличиваясь от районов Колпашево и Омска к Новому Васюгану и Ларьяку. Повышенными значениями окислительно-восстановительной емкости характеризуются осадки ганькинского и березовского горизонтов в районе Ларьяка и Напаса, где она равна 0,7—1,9 $\frac{мг\ O_2}{100}$.

Гуминовые кислоты широко развиты в породах всей толщи верхнего мела и морского палеогена. Содержание их колеблется от 0,05 до 0,9%. Количество гуминовых кислот несколько уменьшается в центральных частях низменности (до 0,1—0,15%). В отложениях люлинворской и талицкой свит разреза Нижне-Мысовской скважины они отсутствуют.

Количество органического углерода и особенно хлороформенных битумов в породах верхнего мела и морского палеогена весьма невелико. Среднее содержание органического углерода в этой толще равно 0,78%, а хлороформенных битумов 0,0042% (данные люминесценции). Отмечается некоторое снижение содержания $C_{орг}$ и хлороформенных битумов в южном направлении. В разрезах Омской, Саргатской и Рявкинской скважин содержание $C_{орг}$ равно 0,1—0,2%, хлороформенных битумов 0,0005—0,0009%. В Чулымо-Енисейском районе, в центральных и западных частях низменности количество $C_{орг}$ увеличивается до 0,6—1,5%. По содержанию хлороформенных битумов относительно повышенными значениями характеризуются западные районы. В разрезах Увата, Ханты-Мансийска, Малого Атлыма, Тюмени содержание их колеблется от 0,003 до 0,02%. К востоку от Тюмени и Ханты-Ман-

http://jurassic.ru/

сийска оно снижается до 0,0005—0,005% (Покур, Назино, Пудино и др.).

Из отложений верхнего мела в 1962 г. в скв. 102-Р, пробуренной на своде Охтеурьевской структуры, с глубины 413 *м* из отложений ипатовской свиты в процессе бурения ударил газовый фонтан с дебитом 20 000 *м³/сутки*.

Континентальные отложения палеогена, неогена и четвертичного периода сложены в основном песчано-глинистыми отложениями. Песчаные пласты не выдержаны по простиранию и в пространстве и гидравлически связаны между собой. Вся толща континентальных отложений насыщена пресными водами. Однако в ряде мест Омско-Тарского Прииртышья в отложениях некрасовской серии имеются горизонты минерализованных вод, свидетельствующие о наличии отдельных песчаных пластов с весьма затрудненными условиями водообмена.

Континентальные отложения палеогена, неогена и четвертичных отложений накапливались в основном в окислительных условиях. Содержание органического углерода в этих осадках довольно высокое: среднее содержание его равно 1,2%, а для осадков палеогена 1,43%. Среднее содержание хлороформенных битумов по люминесценции равно 0,0057%, а по данным полной экстрации 0,0519%. В песчаных отложениях содержание углерода обычно выше, чем в глинистых, в среднем в 2—2,5 раза.

Коллекторские свойства песков континентальных отложений палеогена, неогена и четвертичных отложений высокие. Открытая пористость превышает 30%, проницаемость больше 1000 *мдарси*.

С континентальными отложениями палеогена и неогена связаны многочисленные газопроявления; только в Тарском Прииртышье их известно более 300. Газы болотного генезиса.

http://jurassic.ru/

Глава третья

ГИДРОГЕОЛОГИЯ

ВВЕДЕНИЕ

Западно-Сибирская низменность в гидрогеологическом отношении представляет собой крупнейший в мире артезианский бассейн. Подземные воды этого бассейна в сильной степени влияли на формирование и сохранение нефтяных и газовых залежей. В ряде районов низменности они имеют большое народнохозяйственное значение (пресные, термальные, йодные, бальнеологические воды).

В данном разделе рассматриваются не только подземные воды мезозойских пород, но и более молодых — кайнозойских — отложений южной части низменности, где они имеют большое практическое значение. Для этого использованы результаты опробования опорных и разведочных скважин на нефть и газ, данные разведочного и эксплуатационного бурения скважин на воду и гидрогеологических и комплексных съемок, собранные и частично уже обобщенные большим коллективом гидрогеологов научно-исследовательских институтов: ВНИГРИ, ВСЕГЕИ, НИИГА, СНИИГГиМС, Западно-Сибирского, Новосибирского, Тюменского геологических управлений и Всесоюзного гидрогеологического треста.

При построении карт и разрезов типы вод выделены в соответствии с классификацией В. А. Сулина. В то же время степень минерализации подземных вод характеризуется по классификации В. И. Вернадского: пресные воды — до 1 *г/л*, солоноватые — от 1 до 10 *г/л*, соленые — от 10 до 50 *г/л*, рассолы >50 *г/л*. Группа солоноватых вод, в свою очередь, подразделяется на слабосолоноватые (1—3 *г/л*), солоноватые (3—5 *г/л*) и сильносолоноватые (5—10 *г/л*).

Пьезометрические уровни, фактически замеренные и выраженные в абсолютных отметках, показываются преимущественно в краевых частях распространения отложений, где имеются наиболее надежные наблюдения.

Название солевого состава вод дается по преобладающим анионам и катионам. В название включаются компоненты с содержанием более 25%-экв; на первое место ставится ион с минимальным содержанием. Для подземных вод мезозойских пород в скобках дается тип вод по классификации В. А. Сулина. В названии газа компоненты даются в возрастающем порядке при содержании более 10% объема.

Для характеристики изменения пьезометрической поверхности подземных вод применяется термин «пьезометрический уклон» (в метрах на 1 *км*). Изменение давления метана, растворенного в подземных водах, выражается градиентом упругости (в атмосферах на 1 *км*).

Основные ресурсы подземных вод Западно-Сибирского артезианского бассейна приурочены к осадочному покрову. Породы фундамента обводнены в меньшей степени и на большей части низменности изучены слабо.

http://jurassic.ru/

ВОДОНОСНОСТЬ ПРИПОВЕРХНОСТНОЙ ЧАСТИ ФУНДАМЕНТА

К приповерхностной части фундамента отнесена его верхняя выветрелая часть, а также водоносные отложения нижней части осадочной толщи, лежащей на фундаменте. Ограниченное количество фактического материала позволяет дать раздельное описание гидравлически связанных подземных вод этих пород только для краевых частей низменности. По условиям залегания в отложениях фундамента распространены трещинные воды, в осадочной толще — пластовые. Наиболее полно подземные воды фундамента изучены в пределах горных обрамлений низменности*.В районах, где фундамент погружен, его приповерхностная часть лучше изучена на окраинах низменности.

Большой водообильностью характеризуются зоны тектонических нарушений пород фундамента на границе восточного склона Урала и Зауралья, где дебиты источников местами достигают 50—200 *л/сек* (Ковалев, 1960).

В пределах северной части Тургайского прогиба сильноводоносными являются закарстованные известняки и различные изверженные породы на участках развития тектонических нарушений. Удельный дебит скважин составляет здесь 1—3 *л/сек.* Там где подземные воды приурочены к трещинам выветривания, он снижается до 0,05—0,60 *л/сек.* Слабоводоносными в пределах Тургайского прогиба являются кварциты, метаморфические сланцы, песчаники, конгломераты. Удельный дебит скважин здесь равен 0,05—0,50 *л/сек.* Наименьшей водоносностью характеризуются сланцы (удельный дебит скважин — тысячные доли литра в секунду).

На склоне Казахского нагорья обводненной является зона выветривания кристаллических сланцев, известняков, песчаников, гранитов и реже порфиритов. Мощность этой зоны колеблется от 10—20 до 50—70 *м.* Удельный дебит скважин 0,01—0,001 *л/сек.* Повышенная водообильность наблюдается здесь лишь в зонах тектонических нарушений пород. Последнее характерно и для краевой, предалтайской части низменности. В этом районе высокой водообильностью характеризуются, кроме того, закарстованные известняки, в которых дебит воды из скважин и колодцев достигает 15—20 *л/сек.*

В более погруженной части фундамента водообильность пород незначительна и на большей площади удельный дебит скважин ниже 0,001 *л/сек* (скважины Ермаковская, Чулымская, Михайловская, Завьяловская, Туринская, Тобольская и др.). Некоторое повышение удельного дебита наблюдается в скважинах, тяготеющих к окраинным частям низменности (Кыксинская, Касская, Октябрьская, Ипатовская, Мальцевская, Кузнецовская, Березовская скважины). Следует подчеркнуть сравнительно повышенную водообильность пород в районе Березово и Шаима, свидетельствующую об улучшении здесь коллекторских свойств отложений, что и создало благоприятные условия для промышленных скоплений нефти и газа.

Достоверные сведения о статических уровнях подземных вод приповерхностной части фундамента имеются лишь по районам обрамления низменности (Средний и Южный Урал, Казахстан, Алтай). В его центральных районах положение уровней охарактеризовано главным образом на основании данных, полученных по отложениям, залегающим непосредственно на фундаменте.

---

* В данной главе эти районы не рассматриваются.

http://jurassic.ru/

Наиболее высокое положение пьезометрические уровни занимают на восточном склоне Урала (Южный и Средний Урал), вдоль северо-западной и северной границ Казахского нагорья, на погружении Алтая и в южной части Чулымо-Енисейской впадины, где они имеют отметки 180—200 *м* абсолютной высоты. В направлении погружения фундамента отметки уменьшаются до 80—100 *м* (Шаимская, Тобольская, Малиновская, Саргатская, Большереченская, Тебисская площади, а в северной половине бассейна, в Мужинском районе и у пос. Ермаково, уровни расположены на отметках, близких к нулю.

В пределах северной части Тургайского прогиба пьезометрические уровни имеют наиболее высокие отметки на склонах Урала и вдоль обнаженной части Казахского нагорья, достигая 200 *м*. Снижение пьезометрической поверхности происходит в сторону древней Убоганской долины до отметок 130—140 *м*. С Казахского нагорья подземный сток по породам фундамента в значительной степени перехватывается р. Ишим, долина которого врезана на глубину 30—60 *м* и более, т. е. почти на всю глубину трещиноватой зоны выветривания.

В направлении Челябинск—Тюмень—Владимирская площадь выделяется зона относительно высокого стояния уровней. К северо-западу от нее, в бассейне р. Сосьвы и до г. Ивделя, расположена зона относительно низких уровней — здесь их отметки снижаются до 80 *м*. Более высокое положение занимают уровни на Малиновской и Саргатской площадях (около 100 *м*) по сравнению с Камышловской площадью, где отметка уровня около 80 *м*.

На юго-востоке бассейна зона высоких уровней (145—135 *м*) протягивается со стороны Алтая вдоль Томско-Каменского выступа на Славгород. К западу от Славгорода, в районе крупных озер Селетытенгиз, Кызылкак и др., установлена область сравнительно низких уровней (100—90 *м*).

В Березовском районе уровни падают от Урала к востоку и северо-востоку, к долине р. Оби, а также вдоль нее на север. Намечается падение уровней к Оби и с юго-востока на северо-запад. В районе д. Устрем и к северу от нее, до слияния Большой и Малой Оби, замерены уровни, расположенные на 1—4 *м* ниже уровня моря (достоверность этих замеров требует проверки). По восточному борту бассейна уровни снижаются на север, вдоль р. Енисей, от 120 *м* в районе Касской опорной скважины до 34 *м* в Елогуйской опорной скважине и +5 *м* в пос. Ермаково.

В краевых частях бассейна пьезометрические уровни обычно расположены выше поверхности земли (Касс, Славгород, Тюмень, Шаим, Игрим, Шаганы); избыточное давление на устье скважин здесь местами достигает 5 *атм*. Ближе к центру и на севере они часто устанавливаются ниже поверхности.

Пресные воды с минерализацией до 1 *г/л* развиты вдоль обрамления бассейна. На границе с Казахстаном пресные воды отсутствуют, и к обрамлению непосредственно примыкает полоса развития слабосолоноватых вод. Вдоль восточного склона Южного и Среднего Урала ширина полосы пресных вод достигает 50 *км*. В пределах Томско-Каменского выступа и Кулундинской впадины полоса их развития местами расширяется до 300 *км* и выше. На значительной площади пресные воды распространены, по-видимому, на северо-западе Березовского и в Мужинском районе, а также на юго-востоке Чулымо-Енисейской впадины. Глубина распространения пресных вод колеблется от нескольких десятков метров в районах обрамления и выхода фундамента на поверхность до нескольких сотен метров (Томско-Каменский выступ, северо-запад бассейна, Чулымо-Енисейская впадина). По составу

http://jurassic.ru/

это преимущественно гидрокарбонатные натриевые и, реже, кальциевые воды. Иногда они имеют смешанный анионный и катионный состав.

По мере погружения фундамента воды становятся сначала слабосолоноватыми, а затем сильносолоноватыми. Ширина полосы развития слабосолоноватых вод обычно не превышает 50 *км*, но в отдельных районах (к северу от Кокчетава, Березовский и Мужинский районы) достигает 100—150 *км*. В бассейне р. Сосьвы на восточном склоне Урала она сокращается до 15—20 *км*. Полоса распространения сильносолоноватых вод, как правило, несколько выше 50 *км*, а в районе Тюмени и в северной части Тургайского прогиба достигает 150—300 *км*. Исключением является Березовский район, где к западу от пос. Березово она равна 10—25 *км*. В целом ширина полосы развития солоноватых вод в большинстве районов составляет около 50 *км* и лишь в двух местах — на северо-западе (в Березовском и Салехардском районах) и на юго-западе (на севере Тургайского прогиба и к западу от Тюмени) увеличивается до 150—400 *км*. Глубина распространения солоноватых вод от поверхности изменяется от первых сотен метров по восточному склону Урала до 1000—1600 *м* в Березовско-Салехардском районе и до 1200—2000 *м* по восточному борту бассейна. Наиболее глубоко солоноватые воды развиты в Чулымо-Енисейской впадине, где в Белогорской скважине они встречены на глубине свыше 2000 *м*.

Слабосолоноватые воды по составу являются гидрокарбонатно-хлоридными и хлоридными натриевыми (гидрокарбонатнонатриевого типа, по Сулину) или же обладают смешанным анионным и катионным составом; содержание сульфатов достигает в них в отдельных случаях (Тайнча) 270 *мг/л*. Сильносолоноватые воды обычно хлоридные натриевые (гидрокарбонатнонатриевые и хлоркальциевые, по Сулину); содержание сульфатов не превышает нескольких десятков миллиграммов на литр.

При бо́льшем удалении от бортовых частей бассейна минерализация вод возрастает до 20—22 *г/л* в западной половине бассейна (Шаим) и до 53—80 *г/л* — в восточной (Александровский и Парабельский валы). Таким образом, на востоке развиты не только соленые воды, но и слабые рассолы. Последние обнаружены на Колпашевской, Парабельской и Большереченской площадях. Следует отметить, что отложения, в которых встречены рассолы, обладают очень низкими коллекторскими свойствами. Притоки воды, полученные при опробовании скважин, не превышали 1—2 *м³/сутки*, при понижении уровня до 1000 *м* и более. Поэтому возможно, что минерализация воды, полученная из скважин, не вполне соответствует пластовой. В действительности она может быть выше. Соленые воды и рассолы по составу преимущественно хлоридные натриевые (хлоркальциевого типа, по В. А. Сулину), как правило, с низким содержанием сульфатов (не выше 20 *мг/л*).

Характерные коэффициенты для воды рассматриваемой минерализации изменяются в следующих пределах: $\frac{rNa}{rCl}=0{,}48$—$1{,}3$; $\frac{rCl-rNa}{rMg}=1{,}0$—$23$; $\frac{rCl}{rBr}=95$—478. Для соленых подземных вод в западной половине бассейна (Устрем, Тутлейм, Алтатумп, Кузнецово, Туринск, Тюмень, Покровка, Октябрьская и Яковлевская площади) характерна величина отношения $\frac{rNa}{rCl}$, меньшая 0,90. Отношение $\frac{rCl-rNa}{rMg}$ здесь, как правило, больше 3, а $\frac{rCl}{rBr}$ больше 250. Примерно таким же составом обладают воды на восточном склоне Березовской и Деминской газоносных структур.

http://jurassic.ru/

Ближе к центральным частям бассейна величина отношения $\frac{rNa}{rCl}$ возрастает до 0,96—0,98 (Алясовские, Березовская, Чуэльская, Игримская, Мулымьинская, Тобольская, Завьяловская и другие площади). В этих районах $\frac{rCl-rNa}{rMg}$ обычно меньше 3 (1,6—2,9), а $\frac{rCl}{rBr}$ меньше 250 (128—248). Воды такого состава развиты вокруг большинства газовых залежей Березовского района. Наконец, еще дальше от обрамления, на Мшистой, Нижне-Тугиянской, Проточинской, Нарыкарской, Перегребинской, Мало-Атлымской, Сургутской, Уватской и Бронниковской площадях, величина отношения $\frac{rNa}{rCl}$ становится больше 1. Здесь развиты весьма своеобразные гидрокарбонатно-хлоридные натриевые воды (гидрокарбонатнонатриевого типа, по Сулину). При минерализации 9—18 *г/л* они содержат 0,7—2,8 *г/л* HCO_3, до 30 *г/л* йода и до 45 *мг/л* (Бронниково) брома. Характерные коэффициенты солевого состава этих вод имеют следующие значения: $\frac{rNa}{rMg}=1{,}02—1{,}1$, $\frac{rCa}{rMg}=1{,}0—2{,}7$, $\frac{rCl}{rBr}=95—230$.

Следует отметить, что в пределах зоны развития этих вод выявлена небольшая газовая залежь (Березовский район, Тугиянская площадь), а граница площади их распространения проходит по восточному крылу Шаимского нефтяного месторождения. Установлены нефтепроявления и в Мало-Атлымской опорной скважине. В законтурных водах западной части Шаимского месторождения содержится 0,7 *г/л* HCO_3, 17 *мг/л* йода и 57 *мг/л* брома. Величина отношения $\frac{rNa}{rCl}$ здесь доходит до 0,94, $\frac{rCa}{rMg}=3{,}36$ и $\frac{rCl}{rBr}=158$. Аналогичным составом обладают законтурные воды Тугиянского газового месторождения, с той лишь разницей, что содержание HCO_3 в них достигает 2,2 *г/л*, а величина $\frac{rNa}{rCl}=1{,}08$.

Для восточной половины бассейна закономерное изменение величины $\frac{rNa}{rCl}$ проследить достаточно четко не удается. Здесь соленые воды с низкой величиной отношения $\frac{rNa}{rCl}$ установлены лишь в Елогуйской скважине ($\frac{rNa}{rCl}=0{,}78$). Воды гидрокарбонатнонатриевого типа (по Сулину) здесь выявлены в краевых частях полосы развития соленых вод (Тебисская и Чулымская скважины). Но по своему химизму воды этого типа существенно отличаются от щелочных вод западной половины бассейна. При содержании HCO_3 до 2 *г/л* количество SO_4 в них достигает 1—2 *г/л* (Чулымская скважина). Воды характеризуются небольшим содержанием йода (единицы миллиграммов на литр) и несколько повышенным присутствием брома ($\frac{rCl}{rBr}=257$). По последним показателям эти воды близки к слабым рассолам, полученным, как уже отмечалось, на Большереченской, Колпашевской, Парабельской площадях и в Тымской скважине. Рассолы при минерализации до 80 *г/л* (Колпашево) имеют следующие значения характерных коэффициентов: $\frac{rNa}{rCl}=0{,}76—0{,}88$, $\frac{rCl-rNa}{rMg}=4{,}4—5{,}5$, $\frac{rCl}{rBr}=275$.

Присутствие йода в значительных количествах (до 20—30 *мг/л*) установлено лишь в западной половине бассейна. В водах восточной половины количество его не превышает нескольких миллиграммов в литре. В пресных и солоноватых водах западной половины низмен-

http://jurassic.ru/

ности количество йода также не превышает нескольких миллиграммов на литр; в соленых водах содержание его возрастает до 10—32 *мг/л*, но тесной связи между величиной минерализации и содержанием йода не отмечается. На Чебурлинской, Согринской, Тобольской, Черкашинской, Бронниковской, Уватской и Игримской площадях количество йода превышает 20 *мг/л*.

Содержание брома находится в прямой зависимости от минерализации воды и увеличивается к центральным частям бассейна. Его максимальное количество (до 207 *мг/л*) установлено в рассолах Большереченской площади. В центральных и северных районах западной половины бассейна содержание брома возрастает в большей степени, чем минерализация. Это обстоятельство находит свое отражение в том, что величина отношения $\frac{rCl}{rBr}$ здесь, как правило, меньше 200, а порой снижается до 90—100 (Уватская, Шеркалинская, Нарыкарская и другие площади).

Состав газа на значительной части площади бассейна метановый. В его краевых частях (Ипатово, Славгород, Лучинкино, Туринск, Мужинский и Полуйский районы) развиты азотные и азотно-метановые газы. Кроме того, азотно-метановый газ получен в южном и центральном районах бассейна на Саргатской, Завьяловской, Чебурлинской, Малиновской, Михайловской, а также на Фроловской и Мало-Атлымской площадях. Здесь содержание азота в составе газа колеблется от 11 до 17%. В Уватской опорной скважине встречен углекисло-азотно-метановый газ. Газы Березовского промышленно газоносного района исключительно метановые. На долю биогенного азота приходится 40—90% от общего его содержания. Величина отношения $\frac{He}{Ar}$ изменяется от 0,06 в Ипатово до 2,8 в Покровке и Шеркалах. Отмечается возрастание этого отношения от краевых частей бассейна, где развиты пресные и слабо минерализованные воды, к его центру, характеризующемуся лучшей закрытостью. Но связи между величиной отношения $\frac{He}{Ar}$ и минерализацией воды не установлено.

Содержание тяжелых углеводородов обычно не превышает 1,5—2,0%, снижаясь в краевых частях бассейна до нуля. Только в приконтурной зоне Шаимского нефтяного месторождения в попутном нефтяном газе содержится тяжелых углеводородов до 69% и в газе Тугиянского месторождения — до 6% (единичный анализ).

Упругость метана возрастает от нуля по краям бассейна, там, где развиты пресные или слабосолоноватые воды, до 250—300 *атм* и более в его центральных частях. Максимальные величины упругости зафиксированы в приконтурных водах Чуэльской и Северо-Игримской газовых залежей, где они равны 163 *атм*. Воды, как правило, недонасыщены газом. Дефицит упругости достигает нескольких десятков атмосфер. Минимальные величины дефицита наблюдаются в районе Кузнецовской опорной скважины. Насыщены газом лишь воды, непосредственно контактирующие с газовыми залежами (Березовский район). Интенсивность возрастания упругости (градиент упругости) для отдельных участков бассейна различна. Обычно она ниже 1 *атм* на 1 *км*. В Березовском районе по мере приближения к зоне газонакопления градиент упругости резко увеличивается и достигает 5 *атм* и более на 1 *км*. Увеличение его наблюдается также и в полосе, протягивающейся к юго-востоку от Кузнецово через Тавдинскую и Владимирскую площади и далее на северо-восток, через Черкашинскую и Бронниковскую площади. Таким образом, эта полоса повышенных градиентов упругости

http://jurassic.ru/

как бы оконтуривает территорию, в пределах которой выявлены Шаимский и Березовский нефтеносные районы. Относительно высокая упругость (75 *атм*) установлена на востоке низменности в районе Ермаково на расстоянии всего в 65—70 *км* от выхода палеозойских отложений на поверхность.

Температура вод определяется главным образом глубиной залегания кровли фундамента. От 15—20°С на глубинах в первые сотни метров по бортам южной части бассейна она возрастает до 110—150° С в центральных, наиболее погруженных районах (Колпашево, Мегион, Фролы, Малый Атлым). Однако в различных районах температура на одной и той же глубине может быть различной. Так, например, в районе Увата на глубине около 2900 *м* температура 95° С, а в Малом Атлыме на глубине 2700 *м* 150° С. Относительно высокие температуры наблюдаются по восточному склону Урала (район Кузнецово). На севере бассейна существенное влияние на температуру недр оказывает мерзлота. Так, например, в Ермаково на глубине 1360 *м* температура равна 35° С.

ВОДОНОСНОСТЬ СРЕДНЕЮРСКИХ И ЧАСТИЧНО НИЖНЕЮРСКИХ И КЕЛЛОВЕЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ (ЗАВОДОУКОВСКАЯ СЕРИЯ)

На породах фундамента залегает мощная толща осадочных отложений, представленная в нижней части водоносными осадками нижне-среднеюрского и частично келловейского возраста, объединенными в заводоуковскую серию. Эти осадки выполняют наиболее глубокие впадины фундамента и широко распространены в восточном, центральном и частично западном районах низменности. Они отсутствуют только на Томско-Каменском выступе и в Кулундинской впадине. В западной половине низменности они не встречены в пределах наиболее приподнятой части Северо-Сосьвинского моста, Туринского и Северо-Казахского выступов фундамента и в северной части Тургайского прогиба. Кроме того, отложения этого возраста отсутствуют в сводовых частях некоторых локальных поднятий (Чуэльское, Игримское, Малиновское и др.).

Водоносные отложения представлены переслаивающимися разнозернистыми полимиктовыми песчаниками и алевролитами с аргиллитами. Породы обычно содержат прослои угля (краевые части бассейна) или включения растительного детрита. В центральных частях бассейна отмечается битуминозность некоторых пластов аргиллитов. В отдельных районах (г. Омск, пос. Саргатка) в разрезе отложений заводоуковской серии встречены толщи или небольшие прослои конгломератов и гравелитов. Породы характеризуются плохой отсортированностью и значительным уплотнением. В Петропавловском и Омском районах верхняя часть заводоуковской серии представлена пестроцветными аргиллитами, алевролитами и песчаниками (татарская свита). Отложения заводоуковской серии выходят на поверхность только на северо-востоке низменности, в бассейне р. Северной Сосьвы и на юго-востоке по окраинам Чулымо-Енисейской впадины. На остальной площади распространения они перекрываются более молодыми отложениями и залегают на глубине до 2000—2500 *м*. Мощность водоносных отложений изменяется от нескольких до 250 *м* в западной половине бассейна, достигая 1000 *м* в отдельных впадинах на востоке низменности. В гидрогеологическом отношении рассматриваемые отложения представляют собой водоносный комплекс, в который включаются и залегающая выше барабинская пачка, и вогулкинская толща. Воды нижней части комплекса тесно связаны с водами палеозойского фундамента.

http://jurassic.ru/

Водообильность отложений комплекса в центральных частях бассейна весьма слабая, что, по-видимому, связано с большой глубиной их залегания, плохой, в большинстве случаев, отсортированностью обломочного материала и его значительной сцементированностью. Удельный дебит скважин в основном не превышает 0,001 *л/сек*. Приток в 10—20 *м*^{3}*/сутки* удается получить лишь при понижении уровня на несколько сот метров и далеко не во всех случаях. Породы с лучшими коллекторскими свойствами развиты в краевых частях области распространения нижне-среднеюрских отложений (Ляпинская впадина, Мужинско-Салехардский район, Кыксинская площадь), а также в Тюменской, Омской и Чулымо-Енисейской впадинах. Здесь удельный дебит часто выше 0,01 *л/сек,* в отдельных случаях достигая 0,06 *л/сек* (Ново-Логиново).

Статические уровни снижаются с отметок плюс 200 *м* в Белогорской скважине (Чулымо-Енисейская впадина) и плюс 100—120 *м* в южной части бассейна (Тюмень, Камышловская площадь, Омск) до отметок близких к нулю в северных районах (Мшистое, Ермаково, Усть-Порт). Намечается падение уровней от краевых частей бассейна к центральным районам. В Чулымо-Енисейской впадине, в районе Омска и Тюмени, в Ляпинской впадине статические уровни устанавливаются выше поверхности земли. Величина избыточного давления местами достигает 6 *атм* (Ярская скважина). В центральных районах бассейна и на севере уровни устанавливаются ниже поверхности земли.

Минерализация вод возрастает от 0,7—1,2 *г/л* в краевых частях (Салехардский район, Чулымо-Енисейская впадина) до 80 *г/л* в районе Колпашево. Пресные и слабосолоноватые воды широко развиты на востоке Чулымо-Енисейской впадины и в районе Салехарда на северо-западе бассейна. На юге воды такой минерализации в описываемых отложениях не встречены. Здесь на расстоянии 20—70 *км* от границы их распространения получены соленые воды с минерализацией 17—29 *г/л* (район Тюмени, Петропавловска, Татарска и Омска). В западной половине бассейна минерализация не превышает 20 *г/л.* На северо-западе, в районе газовых месторождений, величина ее составляет лишь 15 *г/л,* а южнее, в районе Малого Атлыма, возрастает только до 18 *г/л.* В центральных областях восточной половины бассейна минерализация увеличивается до 50—80 *г/л* (Парабель, Колпашево, Назино). Площадь развития рассолов в этих районах, так же как и в приповерхностной части фундамента, охватывает территорию восточной части Среднего Приобья, но несколько меньшую по сравнению с приповерхностной частью фундамента.

По составу пресные воды северо-западной и юго-восточной окраин гидрокарбонатные кальциево-натриевые или натриевые (гидрокарбонатнонатриевый тип, по Сулину). Максимальное количество SO_4 (43 *мг/л*) установлено в Белогорской скважине. Величина отношения $\frac{r\mathrm{Na}}{r\mathrm{Cl}}=1{,}5$—10. Солоноватые воды имеют в основном хлоридный натриевый состав (хлоркальциевый тип, по Сулину; отношение $\frac{r\mathrm{Na}}{r\mathrm{Cl}}=0{,}89$), но ближе к обрамлению, при минерализации до 4 *г/л,* состав вод становится хлоридно-гидрокарбонатным или гидрокарбонатно-хлоридным натриевым (гидрокарбонатнонатриевый тип, по Сулину). Содержание сульфатов составляет единицы граммов на литр. Отношение $\frac{r\mathrm{Na}}{r\mathrm{Cl}}$ колеблется от 1,0 до 8,0. Соленые воды в краевых частях их распространения преимущественно хлоридные, натриевые, практически бессульфатные (хлоркальциевого типа, по Сулину). Отношение $\frac{r\mathrm{Na}}{r\mathrm{Cl}}$ колеблется от 0,79 до

http://jurassic.ru/

0,96. Лишь на востоке низменности (Елогуй, Максимкин Яр) и на юге (Тебисская площадь) это отношение увеличивается до 0,99—1,28. Одновременно здесь отмечается повышенное содержание гидрокарбонатного иона (до 0,8—2,8 *г/л*). В центральной части восточной половины низменности соленые воды имеют указанный выше состав, величина отношения $\frac{rNa}{rCl}$ изменяется от 0,95 до 0,99. Рассолы имеют хлоридный натриевый и кальциево-натриевый состав. Отношение $\frac{rNa}{rCl}$ ниже единицы. При минимальных значениях этого отношения обычно отмечается повышенное (до 2,6—3,5 *г/л*) содержание кальция. Коэффициент $\frac{rCl-rNa}{rMg}$ имеет величину 4—5. На Мшистой, Нарыкарской, Перегребинской, Сургутской, Уватской и Завьяловской площадях соленые воды с минерализацией 12—25 *г/л* характеризуются повышенным содержанием гидрокарбонатного иона (1,0—2,9 *г/л*) и иногда (Уват, Нарыкары, Перегребное) кальция (51—100 *мг/л*), а также содержанием йода до 21 *мг/л* и брома до 60 *мг/л*. Отношение $\frac{rNa}{rCl}$ в них составляет около 1,0. По классификации В. А. Сулина, эти воды могут быть отнесены к гидрокарбонатнонатриевому типу.

В рассолах хлоркальциевого типа (по Сулину) HCO_3 не превышает 1,0 *г/л*, отношение $\frac{rNa}{rCl}$ обычно около 0,95. Хлор-бромный коэффициент в целом по низменности изменяется от 81 до 380. Наиболее высокие его значения (250—380) приурочены к краевым частям распространения отложений, где развиты воды пониженной минерализации, наиболее низкие отмечаются в зоне развития рассолов и распространения вод гидрокарбонатнонатриевого типа, по Сулину (Чуэльская, Нарыкарская, Сургутская, Уватская, Тобольская площади).

Почти повсеместно присутствует йод, за исключением пресных и слабосолоноватых вод. Воды с содержанием йода от 10 до 20 *мг/л* занимают широкую площадь — от Тарского Прииртышья на востоке до Березовско-Полуйского района на северо-западе, а с содержанием от 20 *мг/л* и выше распространены в Тобольско-Уватском районе; максимальное содержание (до 30—32 *мг/л*) обнаружено на Тобольской площади. Бром присутствует в соленых водах и рассолах. Максимальное его содержание (до 160 *мг/л*) характерно для восточной половины бассейна, где развиты высокосоленые воды и рассолы. Аммоний присутствует в водах в количестве, не превышающем 120 *мг/л* (Колпашево), обычно около 50 *мг/л*. Нафтеновые кислоты определялись в единичных случаях. Наибольшее их количество (2 *мг/л*) отмечено в Ярской скважине.

Состав растворенного в воде газа на большей части площади метановый, реже азотно-метановый и только в слабо минерализованных водах окраинных частей — азотный. В последнем случае азот преимущественно воздушного происхождения. По мере удаления от краевых частей низменности газ становится азотно-метановым, при этом азот воздушного происхождения постепенно замещается биогенным. На Уватской и Ново-Логиновской площадях встречены углекисло-азотно-метановые газы. Максимальное количество биогенного азота характерно для некоторых площадей восточной половины бассейна (Колпашевская, Саргатская, Ново-Логиновская площади, Максимо-Ярская и Тымская опорные скважины).

Содержание тяжелых углеводородов от следов в слабо минерализованных водах возрастает до 2—4% в соленых водах и рассолах во внутренних районах бассейна. Повышенное содержание их установ-

http://jurassic.ru/

лено в Ларьяке (3/5%), на Парабельской и Назинской площадях (4%). Большое количество тяжелых углеводородов обнаружено в скважинах Пудинской (6%) и Мало-Атлымской (21%), что связано с наличием в этих отложениях нефти.

Отношение $\frac{He}{Ar}$ увеличивается с погружением отложений от 0,5 и менее (Мариинск, Ермаково, Ляпинская впадина) до 1,7 (Омск) и 2,0 (Ханты-Мансийск).

Упругость метана возрастает с увеличением глубины залегания отложений. В краевых частях бассейна (районы Салехарда, Ляпинской впадины, Тюмени, Максимкина Яра) она составляет 10—20 *атм*. Величина отношения упругости газа к пластовому давлению $\left(\frac{P_г}{P_в}\right)$ обычно не превышает 0,15. К юго-востоку от района Березовских газовых месторождений упругость газа закономерно возрастает от 110—120 до 163 *атм* (Чуэльская площадь) и выше. От южной границы распространения заводоуковской серии упругость метана повышается в северном направлении и в Омской впадине достигает 60—70 *атм*, а в районе с. Пудино, где отмечено нефтепроявление, 115 *атм*. Отношение же $\frac{P_г}{P_в}$ в указанных районах остается низким (0,49). К северу от с. Пудино упругость метана возрастает в большей степени, что подтверждается наличием газовых залежей на Усть-Сильгинской и Назинской площадях.

Температура подземных вод повышается с глубиной. Так, в северных краевых частях бассейна (Мужинско-Салехардский район и Усть-Порт) на глубине 700—900 *м* она равна 15—20° С, в Малом Атлыме на глубине 2250—2480 *м* 110—126° С, в Тобольске на глубине 2020 *м* 104° С, а в Колпашево на глубине 2750 *м* 118° С.

ВОДОНОСНОСТЬ КЕЛЛОВЕЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ (БАРАБИНСКАЯ ПАЧКА, ВОГУЛКИНСКАЯ ТОЛЩА)

Барабинская пачка и вогулкинская толща выделяются в нижней части верхнеюрских морских, преимущественно глинистых отложений и являются по существу базальным горизонтом юрско-валанжинской трансгрессивной серии. В краевых частях области распространения верхнеюрских и валанжинских отложений, там где тюменская свита отсутствует, эти породы залегают непосредственно на фундаменте. На большей же части площади они лежат на тюменской свите. Местами (Березовский и другие районы) в разрезе вогулкинской толщи встречены прослои ракушняка и гравелита. Мощность ее изменяется от нуля в своде некоторых локальных структур («лысые» структуры Березовского и других районов) до 100 *м*, а глубина залегания от 800—1000 *м* в краевых частях площади ее распространения до 2200—2700 *м* ближе к центральным районам бассейна (Назино, Пудино, Уват, Шеркалы).

Водообильность этих отложений в восточных и южных частях низменности незначительна. Удельные дебиты обычно составляют тысячные доли литра в секунду. В краевых частях площади распространения отложений, особенно там, где последние лежат на породах фундамента, водообильность возрастает. Так, на Яковлевской площади (скв. 3-Р) удельный дебит достигает 1,29 *л/сек*. Значительные изменения удельного дебита (от 0,7 до 0,001 *л/сек*) характерны для Березовского газоносного района, где описываемые отложения являются продуктивным горизонтом; удельный дебит здесь уменьшается в направлении от г. Березово через Нарыкарскую и Шеркалинскую площади. Кроме того,

http://jurassic.ru/

намечается ухудшение водообильности в направлении от локальных структур к разделяющим их прогибам. Пьезометрические уровни подземных вод наиболее высокое положение (120—100 *м* абсолютной высоты) занимают по южной и юго-восточной окраинам бассейна. Снижение уровней наблюдается к центральной части низменности, и в районе Завьяловской площади и с. Пудино отметки достигают 70—80 *м*. В Березовском районе уровни подземных вод снижаются в северо-восточном направлении, вдоль долины р. Оби, от отметок +50 *м* до нуля. Величина пьезометрического уклона не превышает 0,5 *м* на 1 *км*.

В ряде скважин уровни подземных вод устанавливаются ниже поверхности земли, избыточное давление при этом достигает нескольких атмосфер. Ниже поверхности земли уровни установились на Камышловской, Яковлевской, Чебурлинской и Тобольской площадях и в северной части Березовского района. Характер минерализации подземных вод барабинской пачки и вогулкинской толщи подобен описанному выше. Пресные и слабосолоноватые воды имеют ограниченное распространение на северо-западе и юго-востоке низменности (Чулымо-Енисейский район, Ляпинская впадина, северо-западная часть Березовского и Салехардского районов). По направлению к центральной части минерализация возрастает, достигая максимальной величины (49—57 *г/л*) в районе Парабель — Назино. К западу от меридиана 72° минерализация подземных вод не превышает 25 *г/л*. В районе Увата она снижается до 9,4 *г/л*. Этот участок окаймляется водами более высокой минерализации (16—24 *г/л*).

В Березовском районе увеличение солености вод происходит в восточном и юго-восточном направлениях от Урала, составляя 1—17 *г/л*. На площадях отдельных структур (Березовской, Деминской, Тутлеймской, Устремской) минерализация изменяется в пределах 12—17 *г/л*. На Мулымьинской площади (Шаим) в законтурных водах западной половины нефтяного месторождения минерализация воды 15,8 *г/л* (скв. 13-Р). Пресные и слабосолоноватые воды (с минерализацией до 9—10 *г/л*) краевых частей распространения отложений имеют гидрокарбонатный натриевый состав (гидрокарбонатнонатриевый тип, по Сулину). Для этого типа вод характерно низкое содержание кальция и магния (до 100 *мг/л*), незначительное содержание сульфатов и почти полное отсутствие йода и других микрокомпонентов. Отношение $\frac{r\mathrm{Na}}{r\mathrm{Cl}} = 1{,}0—1{,}6$. Воды указанного состава постепенно сменяются хлоридными натриевыми, которые и имеют наиболее широкое распространение в описываемых отложениях. Отношение $\frac{r\mathrm{Na}}{r\mathrm{Cl}}$ в них колеблется от 0,83 до 1,0. Следует отметить отсутствие зависимости данного отношения от степени минерализации. Так, в рассолах оно изменяется от 0,83 до 0,99 и в то же время в водах с минерализацией 15 *г/л* (Покровская площадь) составляет 0,83.

На Бронниковской, Уватской, Усть-Балыкской и Сургутской площадях, а также в юго-восточной части Березовского района (Нижне-Тугиянская, Нарыкарская, Перегребинская и Шеркалинская площади) распространен своеобразный тип вод, в которых преобладают хлориды натрия, но одновременно в их составе присутствует значительное количество гидрокарбонатного иона (до 3,7 *г/л*), что позволяет отнести эти воды к гидрокарбонатнонатриевому типу Сулина. Для них характерна пониженная минерализация по сравнению с окаймляющими их хлоридными натриевыми водами. Отношение $\frac{r\mathrm{Na}}{r\mathrm{Cl}}$ колеблется в пределах 1,0—1,6.

http://jurassic.ru/

Воды последних двух типов отличаются отсутствием или весьма низким содержанием сульфатов, не превышающим 30 *мг/л*. В водах присутствует значительное количество йода. Площадь распространения вод с содержанием йода выше 10 *мг/л* ограничивается линией, проведенной несколько северо-западнее Мшистой и далее через Резимовскую, Тутлеймскую и Устремскую площади; на западе низменности эта граница проходит западнее Шаима и Тавды, на юге — между Тюменью и Покровкой и между Камышловской и Саргатской площадями, откуда идет на северо-восток несколько западнее с. Назино. В пределах описанной площади выделяются участки с содержанием йода более 20 *мг/л* в Тавдинском, Тобольском и Уватском районах, а также на Чебурлинской и Игримской площадях.

В приконтурных водах газовых залежей Березовского района содержание йода не падает ниже 10 *мг/л*, а в рассолах оно не превышает нескольких миллиграммов в литре воды. Содержание брома в водах изменяется от нескольких до 160 *мг/л* (Парабельская площадь), увеличиваясь с ростом минерализации. Исключением является сравнительно повышенное содержание брома (40—83 *мг/л*) в гидрокарбонатнонатриевых водах (по Сулину) в Уватско-Березовском районе при минерализации 9—18 *мг/л*.

Хлорбромный коэффициент в подземных водах барабинской пачки и вогулкинской толщи изменяется в пределах от 68 до 297, в большинстве случаев это отношение ниже 200. Наибольшее его значение (230—287) характерно для районов Омска, Барабинска, Камышловской и Саргатской площадей, где воды обеднены бромом, наименьшее (68—125) отмечается в Тобольско-Уватско-Березовском районе.

Газы, растворенные в водах барабинской пачки и вогулкинской толщи, преимущественно метановые и азотно-метановые. Последние установлены в различных частях бассейна (Азово-Мужинский район, Луговская площадь, г. Барабинск 21—28% азота; Уватская, Михайловская, Ново-Логиновская, Колпашевская площади, Омская и Максимо-Ярская скважины 10—17% азота). В Березовском районе газы исключительно метановые (как свободные в залежах, так и растворенные в законтурных водах).

На долю тяжелых углеводородов приходится до 4,8% (Нарым). Обычно содержание их не превышает 2—2,5%. В краевых частях бассейна количество тяжелых углеводородов падает до 0,2% (Луговская, Тавдинская скважины). В газах законтурных вод газовых месторождений тяжелых углеводородов меньше, чем в газе залежей в 1,5—5 раз (0,5—2,0% против 1,5—5,0%). Еще большее различие в содержании тяжелых углеводородов отмечается в Шаимском районе. Если в попутном нефтяном газе на их долю падает до 60%, то в газе законтурных вод количество их снижается, по предварительным данным, до 1,5%.

Величина отношения $\frac{He}{Ar}$ изменяется от 0,2 (Луговская скважина) до 2,0 на Камышловской площади, возрастая от краевых частей бассейна к внутренним. Биогенный азот в составе газа составляет 0,5—19%, отношение $\frac{Ar}{N_2}$ 100=0,2—1,6.

В южной половине бассейна упругость метана в краевых частях низкая. Так, в Луговской скважине она равна 3 *атм*, в Барабинской 10 *атм*; но в Максимо-Ярской скважине, где развиты слабосолоноватые воды, она достигает 35 *атм*. К центральным районам упругость возрастает и в Пудино составляет 100 *атм*, при коэффициенте дефицита общей упругости 0,44. Интенсивность возрастания упругости по линии

http://jurassic.ru/

Луговская—Тавда около 0,5 *атм/км*. В южной части она несколько ниже. Так, по линии Омск—Завьяловская площадь градиент упругости в среднем равен 0,1 *атм/км*, а по линии Барабинск—Пудино 0,4 *атм/км*. В этих районах дефицит общей упругости газа не превышает 90—100 *атм* $\left(\frac{P_г}{P_в}=0{,}06—0{,}44\right)$.

На северо-западе бассейна, в Березовском районе, максимальная упругость получена в приконтурных водах Чуэльской (163 *атм*) и Игримской (162 *атм*) залежей. Здесь и в водах, непосредственно контактирующих с газовыми залежами на других площадях (Березовская, Северо-Алясовская), упругость метана в воде примерно равна парциальному давлению метана в газовых залежах, а общая упругость газа соответствует пластовому давлению, т. е. на контакте воды предельно насыщены газом. По характеру изменения упругости в Березовском районе могут быть выделены две зоны — внутренняя, или зона газонакопления, в пределах которой имеются газовые залежи, и внешняя, где скопления свободного газа отсутствуют, но в воде в том или ином количестве растворен метан. Граница между этими зонами проходит несколько северо-западнее Березовско-Алясовских площадей. Во внутренней зоне, по мнению С. В. Егорова и Н. М. Кругликова, упругость падает с удалением от залежей, но, по-видимому, не составляет менее 70—80 *атм* и повышается по мере регионального погружения отложений вогулкинской пачки на юго-восток и восток до 200 *атм* (Нарыкары), а возможно, и более. На отдельных структурах, не содержащих в настоящее время газовых залежей, упругость возрастает до 110 *атм* (Неремово), что указывает на возможное существование здесь скоплений свободного газа в прошлом.

В пределах второй зоны упругость резко падает с удалением от зоны газонакопления. Так, например, к западу от Березовской залежи, на расстоянии всего в 10 *км*, упругость снижается до 40 *атм*. В этом направлении градиент упругости равен 4 *атм/км*. Аналогичное явление наблюдается и к западу от Пауль-Турской залежи. Здесь на расстоянии примерно в 20 *км* упругость снижается от 157 до 43 *атм* (в Алтатумпе), что определяет градиент упругости в 5 *атм/км* и более. Далее к западу он составляет всего 0,3 *атм/км*. Таким образом, мы видим, что величина градиента упругости приобретает чрезвычайно важное значение как прямой показатель близости зон газонакопления.

Температура вод барабинской пачки и вогулкинской толщи возрастает с увеличением глубины залегания отложений от 28 до 126° С. На глубине 800—900 *м* она равна 28—30° С (Мужинский район). В районе с. Шеркалы на глубине 2200 *м* она достигает 106° С, а в Малом Атлыме на глубине 2480 и 126° С. Температура приконтурных вод газовых залежей колеблется в пределах 50—64° С на глубине 1300—1650 *м*.

ГЛИНИСТАЯ ТОЛЩА ВЕРХНЕЮРСКОГО И ВАЛАНЖИНСКОГО ВОЗРАСТА (МАРЬЯНОВСКАЯ И КУЛОМЗИНСКАЯ СВИТЫ)

Песчано-алевритовые отложения барабинской пачки и вогулкинской толщи перекрываются преимущественно глинистыми породами оксфордского, кимериджского, волжского и валанжинского возраста. Они имеют широкое распространение в пределах низменности. В нижней части (марьяновская свита) отложения представлены темно-серыми, почти черными, а в северо-западной части однородными, тонкоплитчатыми аргиллитами, среди которых встречается обуглившийся дет-

http://jurassic.ru/

рит. В юго-западной, центральной и приобской частях низменности среди аргиллитов встречаются прослои мергелей, глинистых известняков и алевролитов. Мощность отложений изменяется от 20 до 168 *м*. Куломзинская свита слагается аргиллитами с частыми неправильно-линзовидными прослоями песчано-алевритового материала. Мощность свиты 75—200 *м*. Водоносность пород весьма ничтожна. Указанная гли-

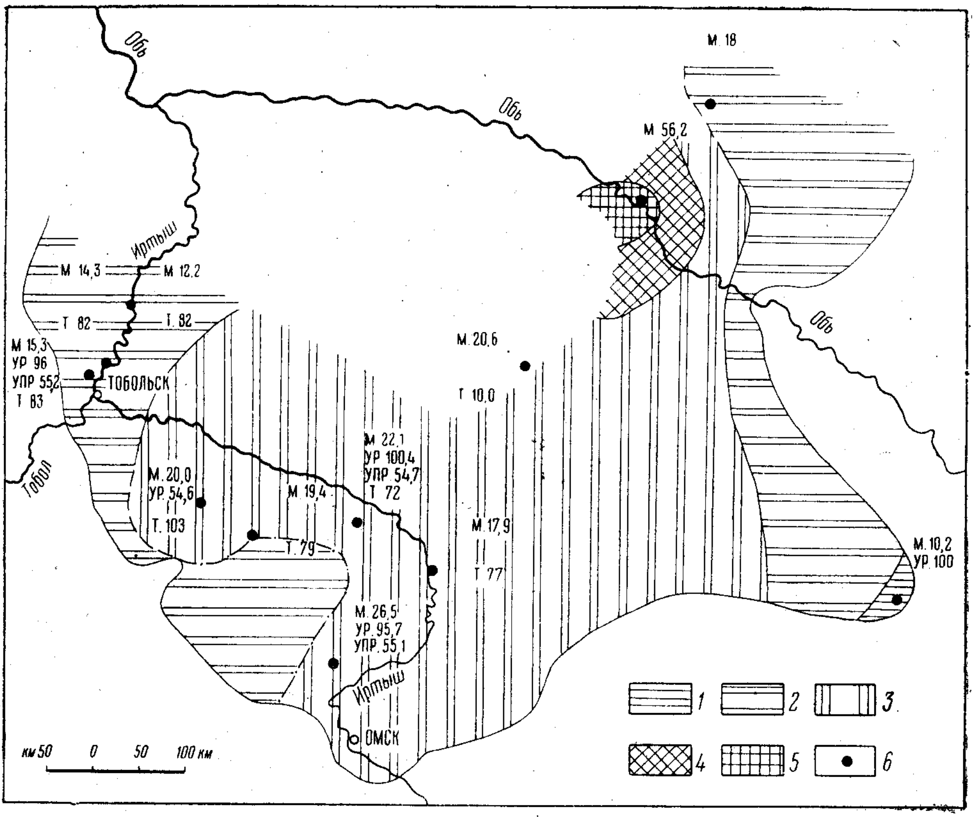


Рис. 39. Схематическая гидрогеологическая карта ачимовской пачки. Составил Б. П. Ставицкий, 1962 г.

Зоны с минерализацией: *1* — от 3 до 10 *г/л*, *2* — от 10 до 20 *г/л*, *3* — от 20 до 35 *г/л*, *4* — от 35 до 50 *г/л*, *5* — больше 50 *г/л*, *6* — скважины; сокращения на карте м. — минерализация, *г/л*; ур. — статический уровень, *м*; упр. — упругость газа, *атм*; Т — температура на глубине пласта, °С

нистая толща является региональным водоупором, отделяющим юрские водоносные отложения от залегающих выше меловых.

Между марьяновской и куломзинской свитами выделяется не выдержанная по простиранию ачимовская пачка, представленная песчаниками. Мощность пачки невелика (20—40 *м*). Область ее распространения и некоторые сведения о заключенных в ней подземных водах показаны на рис. 39. Статические уровни, данные по которым имеются только для южной и юго-западной частей территории, занятой ачимовской пачкой, имеют отметки 95—100 *м*. Минерализация вод составляет 20—35 *г/л*, повышаясь в районе Назино (более 50 *г/л*) и понижаясь в Сургутском районе и к границам распространения пачки до 10—20 *г/л*. Упругость газа, замеренная вблизи южной и юго-западной границ пачки, равна 55 *атм*. Температура воды 70—100° С.

11 Зак. 1106

http://jurassic.ru/

ВОДОНОСНОСТЬ ВЕРХНЕВАЛАНЖИНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ (ТАРСКАЯ И ДРУГИЕ СВИТЫ)

Отложения верхнего валанжина (тарской свиты) залегают между пестроцветными, зеленоцветными и сероцветными готерив-барремскими и морскими, преимущественно глинистыми сероцветными отложениями верхней юры — валанжина. В окраинных частях низменности и на своде отдельных локальных поднятий тарская свита залегает непосредственно на породах фундамента. Она имеет значительное распространение в пределах низменности. В ее краевых частях тарская свита представлена мелкозернистыми, реже среднезернистыми песками и песчаниками, различно сцементированными известковистым и глинистым цементом с подчиненными прослоями глинистых алевролитов и алевритистых глин. В северном и северо-западном направлениях отмечается увеличение содержания алевролитов и глин, а в районе севернее Увата и восточнее Березово отложения представлены преимущественно глинами (фроловская свита). Мощность отложений колеблется от 30 до 200 *м*. Максимальное ее значение отмечается в северо-восточной части низменности (Ларьяк).

Глубина залегания водоносных отложений изменяется от 317 (Усть-Порт) и 690—750 *м* (Азово-Мужинский район, Пихтовка) до 2360 *м* в центральной части низменности (Покур). Наибольшей водообильностью характеризуются отложения свиты в краевых частях распространения отложений. Так, наибольшие дебиты воды самоизливом были получены на Колпашевской и Викуловской разведочных площадях (9,2—10,2 *л/сек*), а также на Парабельской и Омской площадях (3,9—4,4 *л/сек*). Для краевых частей распространения отложений характерны и наибольшие удельные дебиты скважины. В Колпашево, Пихтовке, Омске, Большеречье, в районах Петропавловска и Заводоуковска они составляют десятые доли литра в секунду. Далее на северо-запад они снижаются до сотых, а в районах Назинской, Ларьякской, Малиновской, Бочкаревской, Тобольской, Березовской площадей — до тысячных долей литра в секунду. Весьма низкие удельные дебиты (ниже 0,001 *л/сек*) отмечены на Устремской, Тутлеймской, Сосьвинской и Асмановской площадях.

Пьезометрические уровни наибольшее значение (158 *м*) имеют в краевой части Чулымо-Енисейской впадины (Чулымская скважина). От указанного пункта снижение их происходит в северном направлении — до 120 *м* в Касской и до 38 *м* в Кыксинской скважинах. Некоторое снижение пьезометрических уровней наблюдается с востока в сторону центральной части низменности, от 123 *м* в Колпашевской скважине 5-Р до 104 *м* в Парабельской и Нарымской скважинах. В южной части низменности снижение уровней происходит от 120—115 *м* в краевых частях распространения отложений до 100 *м* и несколько ниже в районе Саргатской, Малиновской, Викуловской, Абалакской разведочных площадей. Более низкие отметки пьезометрических уровней наблюдаются в районах Усть-Порта и Азово—Мужей, где они приближаются к нулю абсолютной высоты и даже несколько ниже (—2 *м*). Последние значения, по-видимому, объясняются недовосстановленностью уровней.

На юго-востоке бассейна наблюдается возрастание минерализации от обрамления Чулымо-Енисейской впадины на север и запад до Сургутского района. Так, Касской и Чулымской скважинами вскрыты пресные воды. В районе Елогуя минерализация подземных вод возрастает до 3 *г/л*, в Колпашево до 6 *г/л*, в Парабельско-Нарымском районе до 15—16 *г/л*, в Пудино и Ларьяке до 20—21 *г/л*.

http://jurassic.ru/

В южной части бассейна минерализация подземных вод увеличивается с юга на север до Сургутского района. В Ипатово она составляет всего лишь 3 *г/л*, в Татарске, Барабинске, а также в Петропавловском районе (Яковлевская и Октябрьская площади) возрастает до 17—19 *г/л*, а в Тарском Прииртышье (Завьялово, Тара, Ново-Логиново, Чебурла, Большеречье) до 20—22 *г/л*.

На юго-западе бассейна, в Тюменском Приуралье (Луговская, Мальцевская, Утешевская площади), минерализация подземных вод 8—10 *г/л*, восточнее, в Тобольско-Ишимском междуречье (Покровская, Вяткинская, Ракитинская площади), она возрастает до 18—20 *г/л*. Несколько севернее, в Бронниковско-Уватском и Сургутском районах наблюдается аномальное понижение минерализации подземных вод до 14—17 *г/л*. В северо-западной части бассейна на территории, примыкающей к восточному склону северного Урала, распространены воды с минерализацией 1—3 *г/л*. Далее на восток минерализация увеличивается до 10 *г/л* на Сосьвинской площади, а в Березовском районе (Тутлеймская, Устремская, Южно-Алясовская площади) достигает 12—16 *г/л*.

Пресные и слабосолоноватые воды юго-восточной и северо-западной частей бассейна характеризуются гидрокарбонатным натриевым составом (гидрокарбонатнонатриевый тип, по Сулину).

В Уватско-Тобольском районе, где наблюдается некоторое понижение минерализации в хлоридных натриевых водах, отмечено небольшое увеличение гидрокарбонатного иона (до 11%-экв. против 1—3%-экв. на других площадях). Это позволяет отнести указанные воды к гидрокарбонатнонатриевому типу (по Сулину).

В подземных водах тарской свиты содержание сульфатов, как правило, меньше 10 *мг/л*. В отдельных горизонтах сульфаты полностью отсутствуют, а иногда их содержание повышается до 20—50 *мг/л*.

В пресных и слабосолоноватых водах гидрокарбонатного натриевого состава окраинных частей бассейна микрокомпоненты солевого состава (йод, бром, бор и др.) отсутствуют или содержатся в ничтожных количествах. В водах хлоркальциевого типа (по Сулину) они присутствуют в значительных количествах. Содержание йода в общем региональном плане возрастает по направлению к Уват-Тобольскому району. Слабосолоноватые воды гидрокарбонатного натриевого состава в южной (Ипатово) и юго-восточной (Тегульдет, Касс, Максимкин Яр) частях бассейна йода не содержат. Воды хлоридного натриевого состава в Среднем Приобье (Назино, Нарым, Парабель) содержат йода 1—5 *мг/л*, в Тюменском Приуралье 3—4 *мг/л*, в Березовском районе 8—13 *мг/л*, а в Тарском Прииртышье и Ишимо-Тобольском междуречье 10—17 *мг/л*, изредка до 19 *мг/л*. Наибольшие содержания йода (24—26 *мг/л* и выше) отмечены в Уватско-Тобольском районе.

Содержание брома в подземных водах изменяется согласованно с изменением минерализации. Низкоминерализованные воды в южной части бассейна (Ипатово) брома не содержат, в юго-восточной (Максимкин Яр) содержат до 8 *мг/л*, в Колпашево-Нарымском районе 15—35 *мг/л*, а в Тарском Прииртышье, Уватско-Тобольском районе и в Ишимо-Тобольском междуречье преимущественно 50—75 *мг/л*. Коэффициент $\frac{r\mathrm{Cl}}{r\mathrm{Br}}$ в водах хлоркальциевого типа (по Сулину) обычно изменяется в пределах 180—270 *м*. Никаких пространственных закономерностей изменения этого коэффициента установить не удается. Наибольшая его величина (330—450) отмечена в Тюменском Приуралье (Мальцевская, Луговская и Утешевская площади), наименьшая (118—160) в Уватско-Тобольском и Березовском районах.

http://jurassic.ru/

Состав растворенного в водах газа и его упругость изменяются от краевых частей в сторону Александровского вала. В пресных и слабосолоноватых водах окраинных частей бассейна распространены азотные газы с упругостью, близкой к атмосферному давлению. По мере удаления от обрамления в составе газа начинает преобладать метан, упругость газа возрастает, достигая 45—50 *атм* в районах Омска, Большеречья и Викулова. Большая величина упругости (60—100 *атм*) отмечена в Тобольско-Уватском районе. Однако, несмотря на значительную упругость метана, отношение ее к пластовому давлению остается низким и не превышает 0,4—0,6. Максимальная величина упругости отмечена в полосе Охтеурье — Таз, где открыты газовые месторождения.

Содержание тяжелых углеводородов в составе газа обычно колеблется от долей до 1% объема. В преимущественно метановых газах центральной части низменности присутствует азот (от 2 до 27% объема) и углекислый газ (от долей до 2% объема). Обращает на себя внимание сравнительно повышенное содержание углекислого газа (4—5%) на Тобольской площади.

Температура подземных вод увеличивается с удалением от горных обрамлений и с глубиной. Наиболее низкие температуры отмечены в районе Усть-Енисейского порта (3—7° С на глубине 320—540 *м*). В районе Касса на глубине 1034 *м* температура увеличивается до 18° С, а в среднем Приобье, на глубине 2000—2100 *м*, возрастает до 80—95° С.

В южной и западной частях низменности температура от 30—45° С на глубине 1100—1300 *м* (Ипатовская площадь, Петропавловский и Тюменский районы) возрастает до 60—80° С в Тарском Прииртышье и Тобольско-Уватском районе (глубина 1600—2100 *м*); в северо-западной части низменности от 25—30° С в Азово-Мужинском районе (глубина 730—900 *м*) до 43—46° С в Березовском районе (глубина 1100—1200 *м*).

ВОДОНОСНОСТЬ ГОТЕРИВ-БАРРЕМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ (КИЯЛИНСКАЯ СВИТА И ЕЕ АНАЛОГИ)

Готерив-барремские отложения повсеместно распространены в Западно-Сибирской низменности, выпадая из разреза лишь на ее окраинах. Значительная фациальная изменчивость этих отложений обусловливает неравномерное распространение и резкое изменение мощности водоносных песчано-алевритовых пород как по площади, так и в вертикальном разрезе. Наибольшее значение они приобретают в Приенисейской части низменности и в Покурском районе.

В Чулымо-Енисейском районе готерив-барремские образования представлены преимущественно песчаниками серыми, мелкозернистыми и алевролитами с маломощными прослоями пестроцветных аргиллитов (илекская свита). Севернее, в Приенисейской части низменности и в Покурском районе, отложения готерив-баррема слагаются зеленоцветной толщей песчаников и алевролитов с подчиненными прослоями глин (вартовская свита). В западном направлении количество песчаных прослоев и их мощность сокращается. В Колпашевско-Нарымском районе в разрезе готерив-барремских отложений существенное значение приобретают пестроцветные аргиллиты при преобладании сероцветных мелкозернистых песчаников (киялинская свита). На юге низменности распространены пестроцветные глинистые породы с подчиненным значением песчано-алевритовых прослоев (киялинская свита). В Ханты-Мансийской впадине готерив-барремские отложения слагаются темноцветными углистыми аргиллитами, сменяющимися в западном направлении в верхней и нижней частях свиты серыми алевролитами и песча-

http://jurassic.ru/

никами. Для северных районов низменности характерно появление в породах углистых слоев.

Готерив-барремские отложения погружаются от окраин низменности к ее центральной части с максимальной глубиной залегания в Ханты-Мансийской впадине (1800—2000 *м*). Наибольшей мощности водоносные, преимущественно песчаные готерив-барремские отложения достигают в Чулымо-Енисейской впадине (600—700 *м*) и в Покурском районе (500—600 *м*). На локальных поднятиях Усть-Енисейской впадины верхняя часть готерив-барремских отложений охвачена многолетней мерзлотой. На своде Малохетской структуры мощность талых водоносных песчано-алевритовых готерив-барремских отложений в зависимости от поведения мерзлоты изменяется в пределах 50—200 *м*, а на Точинском поднятии они полностью проморожены. На юге низменности мощность отдельных песчаных прослоев в различных частях разреза готерив-барремских отложений не превышает 10—40 *м*. На западной окраине водоносные песчаники приурочены в основном к нижней части свиты, мощность их достигает 50 *м*.

Имеющийся фактический материал позволил составить гидрогеологические карты по верхней и нижней частям готерив-барремских отложений.

Породы этих отложений водообильны на большей части территории. Удельный дебит скважин изменяется от 0,01 до 0,1 *л/сек*; дебит скважин колеблется в значительных пределах — от десятых долей до 2—3 *л/сек*, при понижении не менее чем на 70 *м*.

Водообильность пород снижается в северо-западной части низменности. В Уватском, Ханты-Мансийском и Березовском районах удельный дебит скважин не превышает 0,001 *л/сек*, и приток составляет сотые доли литра в секунду при понижении в сотни метров. На окраинах низменности и в ее северо-восточной части готерив-барремские отложения обладают большой водообильностью, удельный дебит скважин обычно свыше 0,1 *л/сек*. Дебит скважин в этих районах достигает десятков литров в секунду при понижении в десятки метров (Кузнецово, Талица, Тавда, Напас).

Подземные воды готерив-барремских отложений обладают значительным напором. На большей части низменности скважины, вскрывшие готерив-барремские отложения, фонтанировали. Избыточное давление на устье скважин в юго-западной части низменности достигает 6—7 *атм*. Ниже поверхности земли статический уровень располагается главным образом на севере низменности, а также в Тарском, Елогуйском и Петропавловском районах. Определяется общее падение пьезометрической поверхности подземных вод (как для верхней, так и для нижней частей готерив-барремских отложений) в северном направлении. В восточной части низменности отмечается постепенное снижение пьезометрического уровня на север от 160 *м* в Тегульдете до 40 *м* (абсолютной высоты) в Келлоге. Пьезометрический уклон на этом участке составляет примерно 0,2 *м* на 1 *км*. Более резкое падение уровня установлено по линии Ипатово (отметка 130 *м*) — Тара (отметка 40 *м*), где пьезометрический уклон достигает 0,4 *м/км*.

В западной половине низменности статический уровень снижается в северном, северо-восточном и северо-западном направлениях. В Тюменском районе установлен более высокий относительный напор в нижнем горизонте (на участках, где он залегает на фундаменте), чем в верхнем. Это обстоятельство, а также общая конфигурация гидроизопьез, вытянутость их в северо-восточном направлении и некоторые отмеченные ниже гидрохимические особенности позволили С. В. Егорову высказать предположение о наличии глубинного разлома, протя-

http://jurassic.ru/

гивающегося примерно в субмеридиональном направлении по линии Мальцево—Тавда, благодаря которому создаются благоприятные условия питания подземных вод готерив-барремских отложений за счет обводненных трещиноватых зон фундамента. Однако это предположение большинством геологов и гидрогеологов не разделяется.

Минерализация подземных вод в основном увеличивается к району Александровского вала. Пресные воды распространяются в юго-восточной, восточной и северо-западной окраинах низменности. Наиболее широкое распространение имеют пресные воды в Чулымо-Енисейской впадине. В северо-западном направлении от нее минерализация воды постепенно увеличивается, достигая 20 *г/л* в Покуре. Более резкое увеличение минерализации отмечается в южной части низменности, где на расстоянии примерно 300 *км* минерализация возрастает от 1—3 *г/л* в Ипатово до 23,6 *г/л* в Омске. В западной половине низменности наибольшее распространение имеют воды с минерализацией 10—20 *г/л*. В районе Увата и Сургута подземные воды готерив-барремских отложений, несмотря на значительную глубину их залегания, несколько менее минерализованы (14,6 *г/л*), чем в окружающих его участках (в Тобольске 18, в Челнокове 19, в Кузнецове 16 *г/л*).

На крайнем северо-западе, в Салехардском районе, границей распространения пресных вод, видимо, служит Обь, восточнее которой минерализация возрастает до 3—5 *г/л*, а на некотором отдалении от нее до 10 *г/л* и более. Отмечается повышение минерализации подземных вод верхней части готерив-барремских отложений (свыше 20 *г/л*) в наиболее погруженных участках Тавдинской и Омской впадин. Вместе с тем воды нижней части готерив-баррема в Тавдинской впадине слабее минерализованы (не свыше 18 *г/л*), чем воды верхней его части. Некоторое опреснение подземных вод низов готерив-баррема может быть обусловлено, как отмечалось выше, влиянием вод, поступающих из фундамента по трещиноватой зоне тектонического нарушения. На востоке низменности подземные воды с минерализацией 20 *г/л* в нижней части готерив-барремских отложений распространяются не только в пределах Омской впадины, но также несколько восточнее нее. В Усть-Енисейском районе минерализация воды колеблется в значительных пределах — от 2—3 *г/л* вблизи Енисея до 17 *г/л* в некотором отдалении от него. Такое резкое изменение минерализации на значительном расстоянии обусловлено наличием тектонических нарушений, экранирующих некоторые блоки Малохетского поднятия от проникновения верхних вод.

Пресные воды юго-восточной, восточной и северо-западной окраин имеют преимущественно гидрокарбонатный натриевый или кальциевый состав (гидрокарбонатнонатриевый тип, по Сулину; отношение $\frac{rNa}{rCl}$ 2,2—1,63). Солоноватые и соленые воды с минерализацией более 1 *г/л* на большей части территории имеют хлоридный натриевый состав (хлоркальциевый тип, по Сулину; отношение $\frac{rNa}{rCl}$ 0,72—0,97). В Усть-Енисейском, Колпашевском, Ипатовском и на севере Березовского районов встречаются солоноватые воды гидрокарбонатно-хлоридного натриевого состава (гидрокарбонатнонатриевый тип, по Сулину). В центральной части низменности распространяются хлоридные кальциево-натриевые воды (хлоркальциевый тип, по Сулину; отношение $\frac{rNa}{rCl}$ 0,68—0,83, но с повышенным содержанием гидрокарбонатов. Причем зона хлоридных кальциево-натриевых вод в нижнем горизонте имеет бо́льшее распространение (от Барабинска и Колпашево на юге и вос-

http://jurassic.ru/

токе до Покура на севере), чем в верхнем (ограничивается на юге Тарским районом, на востоке Пудинским участком).

Зона распространения специфических, несколько опресненных соленых хлоридных натриевых вод (гидрокарбонатнонатриевый тип, по Сулину; отношение $\frac{rNa}{rCl}$ 1,2), обогащенных йодом и бромом, по сравнению с нижележащими горизонтами в значительной степени сужается и ограничивается Уватским районом.

В районах распространения солоноватых и соленых вод гидрокарбонатнонатриевого типа, по Сулину, а также в Тобольском районе отмечается повышенное содержание гидрокарбонатов: в Уватско-Тобольском районе до 700 *мг/л* (до 9%-экв.), в Березовском газоносном районе до 700 *мг/л* (до 42%-экв.), в присводовой, разбитой тектоническими нарушениями части Малохетского поднятия до 500 *мг/л* (9%-экв.). Обычно содержание гидрокарбонатов в водах готерив-барремских отложений колеблется в пределах 100—350 *мг/л*; минимальное их содержание отмечено в Пудино (70 *мг/л*) и в Покуре (40 *мг/л*).

Воды обеднены сульфатами, содержание которых обычно не превышает 20 *мг/л*. Некоторое увеличение их отмечается в слабосолоноватых и пресных водах на юге низменности, максимальное содержание установлено в Ипатово — 198 *мг/л* (20%-экв.).

Нафтеновые кислоты, по единичным определениям, установлены только в водах центральной и западной частей низменности, содержание их обычно не превышает 0,2—0,4 *мг/л*. В Тюменско-Петропавловском районе количество нафтеновых кислот в некоторых скважинах возрастает до 1,2 *мг/л*. По непроверенным данным, в Кузнецово содержание их достигает 15 *мг/л*.

Изменение хлор-бромного коэффициента в основном отражает глубину залегания готерив-барремских отложений. Отмечается его снижение в направлении Ханты-Мансийской впадины. В южной и западной частях низменности хлор-бромный коэффициент изменяется в пределах 190—378, в Омской впадине его значение снижается до 150, а в Ханты-Мансийской впадине до 120—140. В общем отмечается соответствие изменения содержания хлора и брома. Лишь в северо-западной части низменности воды сравнительно невысокой минерализации (14,8—18 *г/л*) в значительной степени обогащены бромом (60—73 *мг/л*). В этом же районе установлено наибольшее содержание йода (до 33 *мг/л* в Увате) и аммония (до 55 *мг/л* в Тобольске).

Воды с содержанием йода свыше 10 *мг/л* широко развиты в центральной части низменности, а в нижнем горизонте они распространяются на западную окраину бассейна, занимая обширную территорию, ограниченную на западе линией Няксимволь—Туринск, на юге Туринск—Омск, на востоке Омск—Ларьяк. Воды с содержанием йода свыше 20 *мг/л* имеют более ограниченное распространение. Они установлены в Тавдинском, Тобольско-Уватском и Завьяловском районах.

Состав растворенного в воде газа на большей части площади метановый. Азотно-метановые газы встречаются лишь на отдельных участках в центральном районе низменности (Ларьяк, Назино, Завьялово) и вблизи краевых участков области распространения готерив-барремских отложений (Тюменский, Максимоярский и другие районы). На окраинах низменности распространяются воды с растворенным азотом, преимущественно воздушного происхождения. В азотно-метановых и метановых газах обычно отмечается содержание биогенного азота. В Ларьяке и Назино содержание последнего в составе газа достигает 20%. В Уватско-Тобольском районе и на северо-западной окраине Березов-

http://jurassic.ru/

ского района в подземных водах нижнего горизонта отмечается некоторое повышение содержания углекислоты (до 3—6%) в составе газа.

Содержание тяжелых углеводородов повышается к центральной части низменности и в северном направлении. Наибольшее их количество установлено в Пудино (2,3%), Назино (2%), Уватско-Тобольском районе (1%), Березово, Покуре и Большеречье (0,7—0,8%).

Отношение $\frac{He}{Ar}$ увеличивается в северо-западном направлении и к погруженным участкам отдельных впадин. В окраинах области распространения готерив-барремских отложений его значение составляет 0,2—0,3. В Кулундинской впадине воды готерив-барремских отложений не вскрыты. В Омской впадине это отношение возрастает до 1,4 в верхнем горизонте и до 4,2 в нижнем. В Уватско-Тобольском районе оно колеблется в пределах 2—3,5.

Упругость метана возрастает к средней части низменности и в северном направлении. В восточной половине низменности отмечается постепенное нарастание упругости метана от 10—18 *атм* в Колпашево до 30—40 *атм* в Ларьяке. Градиент изменения упругости здесь не превышает 0,04 *атм* на 1 *км*. Наиболее резкое возрастание упругости метана установлено в нижнем горизонте на северо-западной окраине Березовского района (градиент упругости 1—0,5 *атм/км*) и на участке Тюмень—Уват (градиент упругости 0,3 *атм/км*). В верхнем горизонте значительное возрастание упругости метана установлено на участке Ларьяк—Покур, где на расстоянии около 250 *км* упругость метана от 30 *атм* в Ларьяке возрастает до 131 *атм* в Покуре (градиент упругости составляет 0,4 *атм/км*).

Наибольшие значения упругости установлены в Покуре (131 *атм*), Увате (80 *атм*) и в Березовском районе (60 *атм*). Только в Березовском, Покурском и Кузнецовском районах величина упругости превышает половину гидростатического давления воды. Во всех других изученных районах низменности упругость метана значительно меньше пластового давления воды.

Температура подземных вод увеличивается в основном с глубиной их залегания к центральной части низменности. Отмечается значительное снижение температуры в северном направлении. Наименьшее значение температуры установлено в Усть-Енисейском районе, где на глубине 340 *м* она составляет —0,4° С. Максимальная температура наблюдается в Колпашево (на глубине 1808 *м* 87° С) и в Покуре (на глубине 1961 *м* 89° С).

ВОДОНОСНОСТЬ АПТСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ (ВИКУЛОВСКАЯ СВИТА)

Аптские отложения широко распространены в пределах низменности и отсутствуют только в краевых ее частях. Они представлены чередующимися преимущественно мелко- и среднезернистыми песками, песчаниками, алевролитами с подчиненными прослоями глин.

В северо-западной части низменности отложения залегают на относительно водоупорных серых глинах кошайской, а в западной и центральной — на пестроцветных и зеленоцветных глинах киялинской и вартовской свит. На востоке и юго-востоке они не отделяются от нижележащих водоносных горизонтов готерив-баррема и образуют единую водоносную толщу. Западнее линии Петропавловск—Викулово—Ханты-Мансийск, аптские отложения перекрываются относительно водоупорными глинами альба. Восточнее указанной линии альбские глины замещаются преимущественно песчанистыми отложениями, и описываемые

http://jurassic.ru/

породы с альб-сеноманскими представляют собой единый водоносный комплекс. Мощность отложений увеличивается от нескольких метров на окраинах низменности до 284—380 *м* в Ханты-Мансийске и Колпашево. Глубина залегания кровли отложений увеличивается от десятков метров в краевых до 1400—1700 *м* в центральной частях низменности. Отложения характеризуются различной степенью водообильности как по площади, так и по глубине.

Дебиты воды из скважин, полученные при откачке, изменяются от долей до 10 *л/сек* и более, при понижении уровня на десятки, иногда сотни метров от статического. Удельные дебиты скважин колеблются от величин менее 0,001 *л/сек* до 1 *л/сек* и более. Максимальные их величины приурочены к краевым частям распространения отложений (Колпашево, Ипатово, Яковлево, Покровка, Кузнецово), но иногда отмечаются и в более удаленных от окраин районах (Тара, Большеречье).

Пьезометрические уровни наиболее высокое положение занимают в пределах Томско-Каменского выступа и по обрамлению Чулымо-Енисейского района (140—150 *м*). От последнего уровни падают в северном направлении и в Елогуе достигают 40 *м*. Пьезометрический уклон в указанном направлении составляет 0,15—0,20 *м/км*.

Со стороны Томско-Каменского выступа уровень падает в северо-западном (к Саргатке и Большеречью) и в западном направлениях. Уклон в первом случае 0,1 *м/км*, во втором 0,15 *м/км*. В последнем случае падение происходит в сторону крупных озерных котловин, расположенных у склонов Казахского нагорья, где происходит разгрузка подземных вод. Со стороны северо-западного склона Казахского нагорья падение уровней происходит в северо-западном направлении. В Сосьво-Кошайском районе выявляется область разгрузки подземных вод, подтверждаемая наличием источников. Пьезометрические уровни здесь снижаются до 90 *м* абсолютной высоты. В центральной части низменности, севернее Большеречья и Викулова, замеров уровней нет. Только в Покурской опорной скважине имеется недостаточно надежный замер 29 *м* абсолютной высоты. В Березовском районе по одиночным замерам уровень имеет отметки около 40 *м*. По аналогии с более глубокими горизонтами следует ожидать падения его в сторону долины р. Оби.

Минерализация воды возрастает от краевых частей низменности в сторону ее центральной части. Пресные воды с минерализацией до 1 *г/л* распространены в пределах Кулундинской степи, Чулымо-Енисейского района и прослежены вдоль долины Енисея до Елогуя. Воды преимущественно гидрокарбонатного натриевого состава со значительным содержанием сульфатов.

К западу и северо-западу минерализация воды увеличивается. Граница вод с минерализацией до 3 *г/л* проходит между Елогуем и Ларьяком, через Колпашево, несколько южнее г. Барабинска, в направлении оз. Улькенкарой. Это также преимущественно гидрокарбонатные натриевые воды. С увеличением минерализации возрастает содержание хлоридов. Далее к центральной части низменности можно выделить зону развития вод с минерализацией до 5 *г/л*, протягивающуюся в виде полосы шириной 40—70 *км* до р. Ишима. Состав вод хлоридный натриевый (хлоркальциевый, по Сулину). В солевом составе вод в небольшом количестве присутствуют сульфаты и в заметном количестве гидрокарбонатный ион. На большей площади центральной и западной частей низменности распространены воды с минерализацией от 10 до 20 *г/л*, хлоридного натриевого состава (хлоркальциевые, по Сулину). Воды преимущественно бессульфатные. Содержание гидрокарбонатов ничтожно (до 2—4%-экв.).

http://jurassic.ru/

В Березовском районе слабосолоноватые (до 3 *г/л*) и, возможно, пресные воды гидрокарбонатного натриевого состава распространены у склонов Мужинского Урала. В юго-восточном направлении минерализация их возрастает и у Березово достигает 14,9 *г/л,* состав вод хлоридный натриевый. У северо-восточного склона Казахского нагорья отмечается локальное увеличение минерализации воды до 5—10 *г/л.* Состав воды сульфатно-хлоридный натриевый (сульфатнонатриевый, по Сулину).

В составе соленых вод в значительных количествах присутствует ряд микрокомпонентов. Наибольший практический интерес представляет йод, который содержится в количествах до 17—19 *мг/л* в центральной и западной частях низменности (скважины Чебурлинская, Михайловская, Ханты-Мансийская и др.). Бром присутствует в количестве от нескольких до 80 *мг/л.* Наибольшее его содержание отмечается в водах повышенной минерализации в центральной и западной частях низменности.

На большей площади распространения отложений в подземных водах растворены азотно-метановые и метановые газы. Только на юге, юго-востоке (Кулундинская степь) и на востоке (Чулымо-Енисейский район и восточный борт низменности) в подземных водах растворен азотный газ, главным образом воздушного происхождения. Следует отметить, что даже в пресных водах краевых частей кислорода в составе газа не обнаружено. Кроме азота, здесь иногда присутствует углекислый газ. В солоноватых и соленых водах в направлении к центральной части газ становится азотно-метановым и метановым. Метан в составе газа составляет 70—98%, азот до 30% объема и имеет преимущественно биогенное происхождение. Тяжелые углеводороды присутствуют от долей до 1,8% объема. Наибольшее их количество отмечено в Пудинской скважине (1,8%) и в Березовском районе (0,6%). Отношение $\frac{He}{Ar}$ изменяется от тысячных долей в районах развития пресных вод до 1—2 в центральной части низменности. С увеличением содержания метана наблюдается и нарастание его упругости, которая изменяется от 0 до 76 *атм.* Наибольшие значения упругости установлены в скважинах Леушинской (70 *атм*), Кузнецовской (65 *атм*), Малиновской (55 *атм*). Пластовое давление воды значительно превышает упругость газа. Отношение упругости газа к пластовому давлению не более 0,5—0,6.

Температура подземных вод от 9—12 до 71°. Низкие температуры прослежены по восточной окраине низменности в Елогуйской скважине (12° С), в Касской (11° С на глубине 640—745 *м*) и в Сосьво-Кошайском районе (9° С на глубине 190—198 *м*). От указанных районов температура возрастает в сторону Ханты-Мансийской впадины, где достигает 71° С на глубине 1728—1746 *м.*

ВОДОНОСНОСТЬ ПРЕИМУЩЕСТВЕННО ГЛИНИСТОЙ ТОЛЩИ АЛЬБСКОГО ВОЗРАСТА (НИЖНЯЯ ЧАСТЬ ХАНТЫ-МАНСИЙСКОЙ СВИТЫ)

Преимущественно глинистые отложения развиты в нижней половине ханты-мансийской свиты и распространены на запад от меридиана р. Ишима. Восточнее последней указанные выше породы переходят в песчаные отложения покурской свиты, содержащие в районе Покура, Саргатки и Барабинска прослои глин, а в Таре кварцево-глауконитовые пески с морской фауной. Южнее г. Петропавловска, в районе ж.-д. станций Смирново и Киялы, свита отсутствует. В юго-западной части низменности, западнее Шадринской, Ирбитской, Сосьвинской, Марсят-

http://jurassic.ru/

ской скважин, ханты-мансийская свита переходит в мысовскую, представленную каолиновыми глинами, серыми кварцевыми песками и галечниками. Нижняя часть ханты-мансийской свиты сложена в основном аргиллитами и глинами с единичными прослоями песчаников, алевролитов и известняков. Мощность ее возрастает от 60—75 *м* в районах Тюмени и Петропавловска до 177 *м* около г. Ханты-Мансийска.

Водоносные прослои характеризуются локальным распространением. Гидрогеологическое опробование таких прослоев проведено в отдельных скважинах. Водообильность пород весьма разнообразна. Дебиты изменяются от долей до 3 *л/сек* и более, при понижении на 20—40 *м*. Удельные дебиты скважины колеблются в пределах от 0,17 *л/сек* до тысячных долей и менее. Наибольший дебит отмечен в Туринской скважине (3,7 *л/сек*).

Минерализация воды колеблется от 10 до 19 *г/л*. Состав вод хлоридный натриевый. Сульфаты в составе воды или отсутствуют, или имеются в количествах до 50—60 *мг/л*. Бром присутствует в количествах до 60—70 *мг/л*, йод до 14 *мг/л*. Газовый состав представлен метаном (до 90—95%). Содержание тяжелых углеводородов не превышает 0,3%. Отношение $\frac{He}{Ar}$, по отдельным определениям, 0,43—0,48. Упругость газа до 30—32 *атм*, она значительно ниже пластового давления воды. Температура подземных вод колеблется, по отдельным определениям, от 36 до 64° С на глубине 1000—1600 *м*.

ВОДОНОСНОСТЬ СЕНОМАНСКИХ И ЧАСТИЧНО АЛЬБСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ (УВАТСКАЯ, ВЕРХИ ХАНТЫ-МАНСИЙСКОЙ СВИТЫ)

Сеноманские отложения широко распространены в пределах низменности. Они представлены алевролитами, чередующимися с глинами, мелкозернистыми песками и различно сцементированными песчаниками.

В западной половине низменности и на крайнем северо-востоке указанные отложения залегают между глинистыми породами альба (ханты-мансийская свита) и турона (кузнецовская свита). Восточнее меридиана р. Ишима, где альбские глины замещаются песками и алевролитами, описываемые отложения представляют собой единый апт-сеноманский водоносный комплекс (покурская свита). На востоке и северо-востоке низменности, восточнее Покура, в один водоносный комплекс объединяются отложения от сеномана до верхнего валанжина включительно.

Мощность отложений возрастает от нескольких метров на окраинах низменности до 316 *м* в районе Викулово. Глубина залегания их колеблется от десятков метров в краевых частях до 1200 *м* севернее г. Омска.

В прибортовых частях низменности сеноманские и верхи альбских отложений характеризуются высокой водообильностью (удельные дебиты скважин превышают иногда 1 *л/сек*) и содержат большие ресурсы пресных и слабосолоноватых вод, пригодных для питьевого и технического использования. Дебит существующих эксплуатационных скважин в южной части низменности достигает 30 *л/сек* и более при понижении уровня на 20—30 *м*. Разведочные скважины здесь дают от долей до 10 *л/сек* и более воды, при понижениях до 40—50 *м*. С удалением от краевых частей низменности в литологическом составе пород отмечается увеличение глинистости, что вызывает снижение водообильности. Удельные дебиты скважин в центральной части низменности составляют сотые и тысячные доли литра в секунду.

Подземные воды описываемых отложений характеризуются большим гидростатическим напором. В большинстве скважин, вскрывших воды этих отложений, пьезометрические уровни устанавливаются выше

http://jurassic.ru/

устья скважин иногда на 30—40 *м*. Только в пределах Приобского плато, в Петропавловском районе, в северной части Березовского района и в сравнительно узкой полосе вдоль Енисея уровни устанавливаются на несколько метров ниже поверхности земли. Наиболее высокое положение пьезометрические уровни занимают у северо-западных склонов Алтая (145—146 *м* абсолютной высоты), в пределах Томско-Каменского выступа (138—140 *м*) и, вероятно, в южной части Чулымо-Енисейского района, где воды сеноманских отложений не опробованы, а пьезометрический уровень вод, залегающих глубже водоносных отложений (готерив-барремских), гидравлически связанных с описываемым, имеет отметку 157—160 *м* (Чулымская скважина).

Характер падения уровней указывает на различные направления и интенсивность движения подземных вод на отдельных участках. От южных окраин Чулымо-Енисейского района уровни падают в северном направлении вдоль долины р. Енисея и в районе Елогуя достигают отметки 38 *м*. Пьезометрический уклон в этом направлении составляет 0,1—0,2 *м/км*. Наиболее низкое положение уровней установлено в скважинах, пробуренных в устьевых частях рек Касса и Елогуя. Статические уровни здесь только на несколько метров превышают отметку воды р. Енисея (15—20 *м* абсолютной высоты). Это позволяет считать, что долины Енисея и его левых притоков дренируют воды описываемых отложений. Со стороны Алтая и Салаирского кряжа падение уровней направлено к северо-западу и западу. В районе г. Татарска их отметка 122 *м*, у г. Тары 104 *м*. Пьезометрический уклон в северо-западном направлении 0,05—0,1 *м/км*.

Наиболее интенсивное падение пьезометрической поверхности происходит в западном направлении, в сторону крупных озерных котловин Селетытенгиз, Кызылкак, Жалаулы, Теке и др., расположенных вдоль склонов Казахского нагорья, где и происходит разгрузка подземных вод. Отметки уровней здесь снижаются до 90 *м*, а уклон пьезометрической поверхности достигает 0,2—0,3 *м/км*. Со стороны Кокчетавских высот, где в краевых частях пьезометрические уровни имеют отметки 125—130 *м*, падение направлено как в сторону указанных озер, так и к северо-западу. У восточного склона Урала в Сосьво-Кошайском районе уровни снижаются до отметок 90—100 *м*. Здесь также происходит разгрузка подземных вод, что подтверждается наличием источников. В Березовском районе пьезометрический уровень замерен только в одной скважине (Березовская 2-Р) и составляет 90 *м*. По аналогии с нижележащими водоносными отложениями здесь также следует предполагать падение уровней в сторону долины р. Оби. В центральной части низменности пьезометрические уровни не прослежены.

Минерализация подземных вод изменяется от долей до 19,2 *г/л*. Пресные воды с минерализацией до 1 *г/л* распространены в восточной и юго-восточной частях низменности и приурочены к участкам, где отмечены наибольшие пьезометрические уклоны, т. е. происходит наиболее интенсивное движение подземных вод. Указанные воды имеют преимущественно гидрокарбонатный натриевый состав. В Присалаирской части отмечается значительное содержание сульфатов. Далее на восток и северо-восток выделяется площадь развития слабосолоноватых вод с минерализацией от 1 до 3 *г/л*. Граница их распространения проходит несколько западнее Ларьяка и далее в меридиональном направлении до с. Парбиг и еще дальше через Татарск до оз. Улькенкарой.

Воды имеют преимущественно гидрокарбонатный натриевый состав, но с увеличением минерализации отмечается нарастание хлоридов. Далее по направлению к центру низменности в виде узкой полосы шириной 30—50 *км* от Ларьяка до района г. Петропавловска просле-

http://jurassic.ru/

живаются воды с минерализацией 3—5 *г/л*. В краевых частях распространения отложений западнее Петропавловска, Тюмени и Кузнецовской группы скважин вод указанной минерализации не обнаружено. Состав вод хлоридный натриевый (хлоркальциевый, по Сулину).

Минерализация воды в направлении на запад, северо-запад и север увеличивается до 5—10 *г/л*. Этот тип вод в виде пояса шириной от 20 до 100 *км* охватывает западную часть низменности. Вдоль западной границы распространения сеноманских и частично альбских отложений этот пояс имеет наименьшую ширину. В Сосьво-Кошайском районе, где происходит разгрузка подземных вод, минерализация их более 10 *г/л;* состав вод аналогичен описанному выше. В центральной и западной частях низменности распространены воды с минерализацией выше 10 *г/л,* но не более 20 *г/л*; состав вод хлоридный натриевый (хлоркальциевый, по Сулину). Следует отметить локальное повышение минерализации у северо-восточных склонов Казахского нагорья (западнее г. Павлодара). Здесь минерализация достигает 10 *г/л;* состав воды сульфатно-хлоридный натриевый (сульфатнонатриевый, по Сулину), содержание сульфатов достигает 700—1200 *мг/л,* что составляет 25—50%-экв. состава анионов. На большей части площади распространения воды характеризуются низким содержанием сульфатного иона, и только в пределах Томско-Каменского выступа, где воды имеют минерализацию до 1 *г/л,* содержание SO_4 достигает 120—150 *мг/л* (20—30%-экв.).

С повышением минерализации содержание SO_4 падает и в водах с сухим остатком 10 *г/л* и более лежит в пределах от 1 до 100 *мг/л*, составляя доли процент-эквивалента. Одновременно с этим происходит увеличение содержания хлора. Отношение $\frac{r\mathrm{Na}}{r\mathrm{Cl}}$ изменяется от 6—6,5 до 0,89. Наиболее высокое его значение характерно для пресных вод. При минерализации воды более 5 *г/л* это отношение ниже единицы. Отметим, что содержание натрия во всех типах вод является доминирующим среди катионов.

Воды сеноманских и верхнеальбских отложений характеризуются повышенным содержанием некоторых редких и рассеянных элементов. Так, например, количество йода в водах с минерализацией более 3 *г/л* колеблется от долей до 21 *мг/л*. Наибольшее его количество (21 *мг/л*) установлено на Малиновской площади в скв. 3-Р в интервале 990—1000 *м*. Бром присутствует в солоноватых и соленых водах в количествах до 49 *мг/л*. Отношение хлора к брому колеблется в пределах от 188 до 281.

По южной, юго-восточной и восточной окраинам в слабо минерализованных подземных водах растворен преимущественно азотный газ (98—100%), главным образом атмосферного, но частично и биохимического происхождения. Иногда присутствует углекислый газ (до 25% объема). Упругость газа обычно не превышает 2—3 *атм*. Содержание гелия изменяется от тысячных долей до 0,12—0,15% объема. Отношение $\frac{\mathrm{He}}{\mathrm{Ar}}$ колеблется от тысячных до десятых долей.

В Колпашевском районе при сравнительно низкой минерализации воды происходит резкое изменение характера газа. Здесь в составе его появляется метан, и далее на запад газы становятся азотно-метановыми и метановыми. Последние распространены преимущественно в центральной и западной частях низменности. Содержание тяжелых углеводородов увеличивается от окраины к центру и достигает в Пудино 1,8% объема. На большей части территории распространения метановых газов содержание тяжелых углеводородов составляет 0,1—1% объема. Отношение $\frac{\mathrm{He}}{\mathrm{Ar}}$ изменяется от тысячных долей в районах распространения

http://jurassic.ru/

пресных вод до значений близких к единице в центральной части низменности. Наибольшие величины упругости метана установлены в Тарской опорной скважине (16 *атм*) и в районе Викулово (40 *атм*). Возможно возрастание упругости метана и к северу от указанных пунктов.

Температура подземных вод изменяется от 7—9 до 58° С. Наиболее низкие температуры (7—10° С) зафиксированы в Сосьво-Кошайском районе на глубине 200—370 *м* и на востоке в районе Елогуя (11° С) на глубине 570—585 *м*. Максимальная температура (56—58° С) установлена в районах Большеречья и Саргатки на глубине 1050—1240 *м*. Следует отметить высокие температуры в южной части низменности. Здесь в районе Павлодара температура воды достигает 20—30° С на глубине 300—500 *м*, западнее г. Купино она увеличивается до 45—47° на глубине 800—900 *м*.

ГЛИНИСТАЯ ТОЛЩА ТУРОНСКОГО ВОЗРАСТА (КУЗНЕЦОВСКАЯ СВИТА)

На отложениях сеномана трансгрессивно залегают глинистые водоупорные отложения туронского возраста (кузнецовская свита). На северо-западе крайней скважиной, вскрывшей породы кузнецовской свиты, является Березовская опорная, на востоке — Ларьякская, на юге — скважины, расположенные вблизи Казахского обрамления. Мощность кузнецовской свиты варьирует от нескольких метров в краевых частях до 62—65 *м* в районе Ларьяка и Ханты-Мансийска. Свита представлена глинами и аргиллитами плотными, обычно однородными. Наблюдаются тонкие прослои алевролитов и мелкозернистых песчаников. В окраинных частях породы свиты обогащаются песчано-алевритовым материалом. Кузнецовская свита является водоупором, отделяющим водоносные отложения уватской свиты от ипатовской песчаной свиты. В краевых частях, где глинистая толща отсутствует, указанные водоносные отложения гидравлически связаны.

ВОДОНОСНОСТЬ ТУРОН-КОНЬЯК-НИЖНЕСАНТОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ (ИПАТОВСКАЯ СВИТА)

На отложениях кузнецовской свиты залегают широко распространенные породы турон-коньяк-сантонского и кампанского возраста (березовский горизонт). В основном они представлены глинами, отличительной особенностью которых от нижележащих отложений кузнецовской свиты является их опоковидность.

В юго-восточной части низменности березовский горизонт отчетливо разделяется на две толщи — нижнюю песчаную (ипатовская свита) и верхнюю глинистую (славгородская свита). Ипатовская свита представлена песками, песчаниками и алевролитами с прослоями глин. Она представляет собой водоносный горизонт, мощность которого убывает с юго-востока на северо-запад: от 90—100 *м* в районах Славгорода и Барабинска до 5—15 *м* в районах Омска и Петропавловска. По юго-восточной окраине этот горизонт не отделен от нижележащих водоносных пород и представляет собой один водоносный комплекс. В районе г. Тары водоносные отложения ипатовской свиты замещаются практически не водоносными глинами. Юго-западнее Петропавловска, в пределах северной части тургайского прогиба, ипатовская свита не выделяется. Здесь водоносными являются меловые отложения от сеномана до маастрихта включительно (описание их будет дано отдельно).

Водоносность ипатовской свиты изучена только в южной части низменности, восточнее Петропавловска (рис. 40). Кровля водоносного

http://jurassic.ru/

горизонта здесь погружается от краевых частей низменности к центру Омской впадины — от нескольких метров до 948 *м* у Омска. Дебиты скважин изменяются от долей литра в секунду при понижении на 50—120 *м* до 10—15 *л/сек* при понижении на 10—40 *м*. Дебит отдельных скважин при самоизливе достигает 15 *л/сек* и более. Удельные дебиты скважин изменяются от 0,001 до десятых долей литра в секунду. Минимальные значения дебитов и удельных дебитов скважин отмечаются

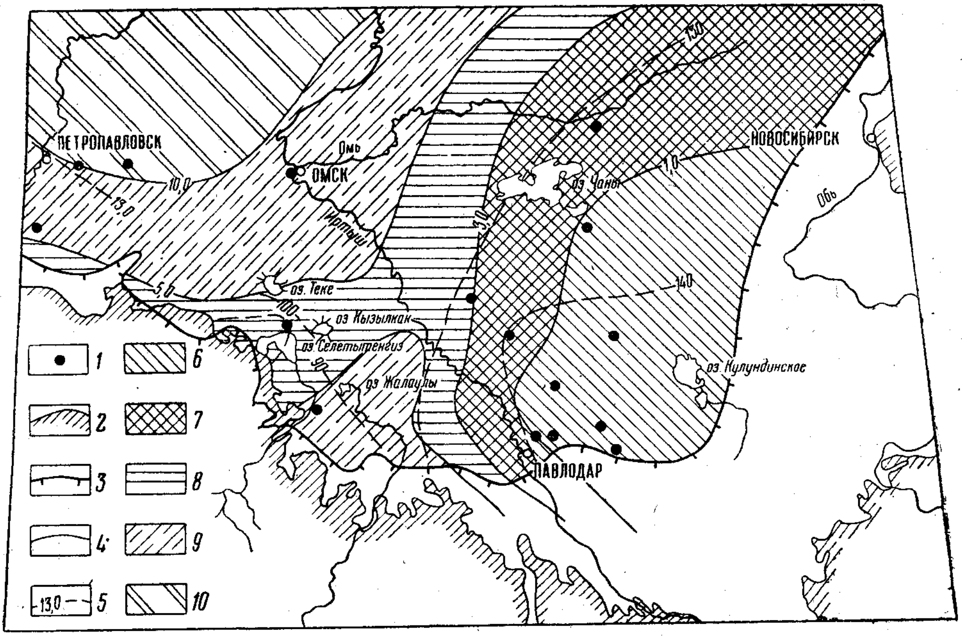


Рис. 40. Схематическая гидрогеологическая карта коньяк-нижнесантонских отложений (ипатовской свиты) южной части низменности. Составил С. В. Егоров, 1962 г.

1 — скважины, которыми вскрыты и опробованы подземные воды; *2* — граница сплошного распространения мезо-кайнозойских отложений Западно-Сибирской низменности; *3* — граница распространения коньяк-нижнесантонских отложений (ипатовской свиты); *4* — изолинии минерализации воды, *г/л*; *5* — изолинии пьезометрических уровней, *м*; площади распространения вод с минерализацией: *6* — до 1 *г/л*, *7* — от 1 до 3 *г/л*, *8* — от 3 до 5 *г/л*, *9* — от 5 до 10 *г/л*, *10*—больше 10 *г/л*

в Петропавловском районе, максимальные — в правобережной части Иртыша.

Пьезометрические уровни подземных вод в восточной части территории устанавливаются на 0,5—25 *м* выше поверхности земли на отметках 138—144 *м*. В Петропавловском районе уровни залегают на несколько метров ниже устья скважины на отметках 133—137 *м*. Наиболее низкое положение уровней, так же как и для подземных вод сеноманских отложений, отмечается у крупных озерных котловин Селетытенгиз, Кызылкак, Теке и др., где происходит их разгрузка.

Состав подземных вод и степень их минерализации изменяются с юго-востока на северо-запад. Пресные воды сульфатно-гидрокарбонатного натриевого состава с минерализацией до 1 *г/л* вскрываются в пределах Томско-Каменского выступа. Воды той же минерализации, но гидрокарбонатного натриевого состава залегают на участке между ж.-д. станциями Кулунда и Павлодар. В правобережной части р. Иртыша с погружением горизонта минерализация возрастает до 1,4 *г/л* в Барабинске и до 6,7 *г/л* у Омска. В левобережной части р. Иртыша у склонов Казахского нагорья минерализация воды 5—6 *г/л*, в Петро-

http://jurassic.ru/

павловском районе 10—12 *г/л*. Состав воды становится здесь хлоридным натриевым.

В правобережной части Иртыша и на юге Ишимо-Иртышского междуречья растворенный в воде газ представлен азотом, иногда с примесью CO_2. В Петропавловском районе состав газа азотно-метановый с содержанием метана до 80% объема и общей упругостью до 15—26 *атм*. Упругость метана возрастает к зоне замещения песчаников ипатовской свиты опоковидными породами в районе Александровского вала. Здесь в 1962 г. из ипатовской свиты получен фонтан газа. Температура подземных вод 17—22° С в пределах Томско-Каменского и Вагай-Ишимского выступов; в наиболее погруженной части она увеличивается до 28—30° С.

Славгородская, ганькинская свиты и осадки морского палеоцена (талицкая свита) в основном представлены глинистыми отложениями с незначительной водоносностью, поэтому относятся к разделяющей водоупорной толще.

ВОДОНОСНОСТЬ МЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ ТУРГАЙСКОГО ПРОГИБА

В северной части Тургайского прогиба меловые отложения от сеномана до маастрихта включительно представляют собой один водоносный комплекс. Последний ограничен на западе 62° в. д., а южнее широтного участка долины Тобола 63° 30′ в. д. Его восточная граница проходит в юго-западном направлении на расстоянии 60—80 *км* к западу от долины р. Ишима. Севернее 54° с. ш. песчано-алевролитовые водоносные породы расположены в основном вдоль склонов Урала. Восточнее в отложениях широкое распространение имеет глинистый материал. Водоносность этих пород не изучена.

В пределах северной части Тургайского прогиба между 52 и 54° с. ш. мощность меловых отложений с 10—20 *м* на бортах возрастает до 60—80 *м* в его центральной части. В северо-восточном направлении она увеличивается до 160—180 *м*. В этом же направлении повышается глинистость отложений. Меловые породы выходят на поверхность только на небольших участках вдоль Уральского склона по долинам рек. На остальной площади они залегают на глубине 40—60 *м* под долинами рек и 100—150 *м* на водоразделах.

Дебиты скважин изменяются от долей литра в секунду при понижении на 30—60 *м* до 2—3 *л/сек* при понижении на 2—8 *м*. Удельные дебиты скважин колеблются от тысячных долей до значений близких 1 *л/сек*. Пьезометрические уровни наиболее высокое положение занимают в западной части территории, прилегающей к Уралу, где отметки их достигают 200 *м* и более. Падение пьезометрической поверхности от Урала происходит в восточном направлении, в сторону древней Убоганской долины, где отметки снижаются до 100—90 *м*. Местное падение уровней наблюдается в Приуральской части в сторону современных долин, прорезающих меловые или вышележащие глинистые отложения. От склонов казахского мелкосопочника, где отметки уровней около 140 *м*, падение также происходит в сторону пра-Убоганской долины, которая является областью разгрузки подземных вод описываемых отложений. Этому благоприятствует отсутствие на ряде участков последней перекрывающих глинистых отложений.

Пресные воды в рассматриваемых отложениях имеют ограниченное распространение и встречены только в Приуральской части прогиба — в долинах рек Аят, Тогузак, Уй, где отложения либо выходят на поверх-

http://jurassic.ru/

ность, либо перекрыты небольшим чехлом более молодых пород. От Урала в восточном направлении отмечается интенсивное нарастание минерализации. Слабосолоноватые воды с минерализацией до 3 *г/л* вытянуты в виде узкой полосы вдоль склона Урала. Далее на восток минерализация возрастает до 5 *г/л*, а в восточной части прогиба — до 10 *г/л*.

Состав воды по мере нарастания минерализации изменяется от гидрокарбонатного кальциевого и натриевого до хлоридного натриевого. Газовый состав меловых отложений изучен слабо. По отдельным определениям он азотный, иногда с присутствием углекислого газа.

ВОДОНОСНОСТЬ ЭОЦЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ (ЛЮЛИНВОРСКАЯ СВИТА)

Отложения эоцена широко распространены в Западно-Сибирской низменности. Они в виде отдельных изолированных обнажений выходят на поверхность в западной ее части в бассейнах рек Северной Сосьвы, Пура, на возвышенности Люлин-Вор, на водоразделах рек Надым и Казым и на склонах Казахского нагорья. Мощность отложений увеличивается от периферии к центру низменности — от нескольких метров до 164—238 *м* в Покурской, Уватской и Ханты-Мансийской скважинах. Отложения эоцена на большей площади своего распространения представлены опоками, опоковидными и диатомовыми глинами с незначительными прослоями песков, водоносность которых не изучена. В краевых частях низменности в нижней части отложений свиты развиты глауконитовые пески с прослоями глин и трещиноватые опоки, которые характеризуются значительной водоносностью. Наиболее полно водоносность указанных отложений изучена в Приуральской части низменности и в Тургайском прогибе.

По данным В. Ф. Ковалева (1960), в Зауралье одним из основных горизонтов, имеющим большое народнохозяйственное значение, является водоносная толща трещиноватых кремнистых опок и опоковидных песчаников. Она прослежена с различной степенью детальности изучения вдоль восточного склона Урала — от района Ивделя до Челябинска. Ширина исследованной полосы 60—100 *км*, глубина залегания водоносных пород колеблется от 0 до 100 *м*, мощность их доходит до 60 *м*. Водообильность опоковой толщи зависит от степени ее нарушенности (трещиноватости). Водообильность отдельных скважин и источников различна и изменяется от 1 до 40 *л/сек*. Наиболее водообильны участки тектонических нарушений.

В описываемой толще встречаются воды различного состава и степени минерализации. Наблюдается закономерное увеличение минерализации с запада на восток, с севера на юг и с глубиной залегания вод. Если в северной и средней частях Среднего Зауралья минерализация вод толщи составляет 0,3—1 *г/л*, то в Южном Зауралье, в районе г. Кургана, она повышается до 2—3,7 *г/л*.

В первом случае воды имеют гидрокарбонатный кальциево-магниевый состав, во втором — хлоридный натриевый. В северной части Тургайского прогиба, вдоль склонов Урала, к югу от Челябинска, площадь распространения водоносных отложений эоцена сокращается с севера на юг. Они представлены здесь кварцево-глауконитовыми песками, песчаниками и алевролитами на глинисто-опоковом цементе, глинистыми, иногда кремнистыми глинами. Обычно сверху залегают опоковые глины или опоки, снизу их подстилают песчаники, алевролиты, реже пески. На севере Тоболо-Тогузакского, Тоболо-Убоганского и на значительной части Ишимо-Убоганского междуречий в разрезе преобладают опоко-

12 Зак. 1106

http://jurassic.ru/

видные глины. Общая мощность отложений изменяется от нескольких метров на бортах прогиба и в долинах рек Уй, Аят, Тогузак, Тобол, Убоган, где они подверглись эрозионному размыву, до 40—80 *м* и более на междуречьях. Степень водоносности отложений значительно изменяется по площади и с глубиной. Наиболее водоносны трещиноватые опоки, опоковые глины и песчаники, особенно в пределах речных долин. Отметки пьезометрических уровней снижаются от краевых частей распространения в сторону древней Убоганской долины. Кроме того, местное падение уровней отмечается в сторону ряда речных долин (Тобол, Аят, Тогузак, Уй).

Удельные дебиты скважин в пределах речных долин достигают 1—3 *л/сек*, в среднем же они составляет 0,3—0,4 *л/сек*. Максимальные дебиты скважин колеблются от 1 до 12 *л/сек*. На участках междуречий удельные дебиты скважины в тех же породах значительно меньше и не превышают 0,02—0,08 *л/сек*, а максимальные 1—2 *л/сек*. Для опок и опоковых глин характерно неравномерное распределение водоносности по разрезу и площади. В северо-западном направлении от устья Убогана увеличивается глинистость отложений с одновременным уменьшением водоносности. Удельные дебиты скважин составляют здесь тысячные доли литра в секунду. Восточнее ж.-д. ст. Петухово эоценовые отложения представлены преимущественно глинами с небольшими прослоями кварцево-глауконитовых песков. Водоносность этих пород не изучена.

Пресные воды гидрокарбонатного кальциево-натриевого состава наиболее широко распространены вдоль склона Урала и по долинам рек Тобол, Уй, Миасс и на Уйско-Тогузакском междуречье. Слабосолоноватые воды гидрокарбонатного натриевого и сульфатного натриевого состава с минерализацией до 3 *г/л* распространены по древней Убоганской долине, а также на междуречьях Тобол—Миасс и Миасс—Теча. С удалением от долин рек в восточном направлении минерализация воды возрастает до 5—10 *г/л*, иногда более, состав ее сульфатный натриевый, чаще хлоридный натриевый. Этот тип вод с указанной минерализацией имеет преимущественное развитие на Убогано-Ишимском водоразделе.

В краевых частях распространения эоценовых отложений вдоль склонов Казахского нагорья и Алтая наблюдается переслаивание глинистых опок и песков. Пески иногда обладают значительной обводненностью. Так, на склоне Казахского нагорья, между Кокчетавом и Петропавловском, западнее ж.-д. ст. Киялы воды эоценовых отложений эксплуатируются рядом скважин, дебит которых колеблется от 1—2 до 16 *л/сек*. Здесь распространены слабосолоноватые воды с минерализацией от 1 до 3 *г/л*, хлоридно-гидрокарбонатного натриевого состава. В северном направлении минерализация воды резко возрастает (до 5—6 *г/л*), состав воды становится хлоридным натриевым. В районе оз. Кызылкак, у северо-восточного склона Казахского нагорья, воды описываемых отложений вскрыты одной скважиной с дебитом 1 *л/сек*. Минерализация воды 3 *г/л*, состав хлоридный натриевый. Далее на восток, вдоль склонов Алтая и Салаира, указанные выше водоносные отложения не опробованы, но здесь к ним, вероятно, приурочены значительные ресурсы подземных вод.

На большей площади распространения, исключая описанные окраинные части, отложения эоцена представлены аргиллитами и глинами, в различной степени опоковидными, кверху переходящими в аргиллиты и глины зеленовато-серого цвета. Глинистые породы содержат мелкие линзовидные скопления песчано-алевритового материала. Водоносность этих пород, вероятно, очень низкая.

http://jurassic.ru/

ГЛИНИСТАЯ ТОЛЩА ЭОЦЕН-НИЖНЕОЛИГОЦЕНОВОГО ВОЗРАСТА (ЧЕГАНСКАЯ СВИТА)

Эти отложения развиты на большей части территории низменности и отсутствуют только в самых окраинных ее частях. Отдельные выходы пород толщи на поверхность встречаются по р. Оби и некоторым ее притокам, в долинах рек и котловинах озер северной части Тургайского прогиба и у склонов Казахского нагорья. Отложения чеганской свиты представлены глинами пластичными, зеленовато-серыми, неясно- и тонкослоистыми, с мелкими неправильно-линзовидными скоплениями песчано-алевритового материала, иногда содержащего зерна глауконита.

Мощность отложений возрастает от нескольких метров на периферии до 148—173 *м* в центральных частях низменности (Омская, Тарская, Покурская, Ханты-Мансийская, Уватская скважины). В гидрогеологическом отношении описываемая толща представляет собой водоупор. Только восточнее Покура по рекам Агану, Васюгану и др. появляется юрковская песчаная толща, воды которой не изучены.

ВОДОНОСНОСТЬ КОНТИНЕНТАЛЬНЫХ ПАЛЕОГЕНОВЫХ, НЕОГЕНОВЫХ И ЧЕТВЕРТИЧНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Континентальные песчано-глинистые отложения палеогенового, неогенового и четвертичного возраста широко распространены на юге Западно-Сибирской низменности. Породы залегают на размытой поверхности практически водоупорных морских глин чеганской свиты, положение кровли которой определяет, с одной стороны, характер изменения мощности осадков толщи по площади, а с другой — размещение в них подземных вод и направление движения последних. В гидрогеологическом отношении эти континентальные отложения являются единым водоносным комплексом, в котором прослеживаются отдельные выдержанные водоносные горизонты, локально водонасыщенные прослои и линзы.

Подземные воды комплекса детально изучены на юге низменности (южнее 56° с. ш.), севернее степень изученности резко снижается. В связи с этим подземные воды данного комплекса описываются лишь для южной части низменности.

ВОДОНОСНОСТЬ НИЖНЕ-СРЕДНЕОЛИГОЦЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ (АТЛЫМСКАЯ И КУТАНБУЛАКСКАЯ СВИТЫ)

Водоносные отложения атлымской и кутанбулакской свит широко распространены на востоке рассматриваемой территории. Западная граница их сплошного развития прослеживается несколько восточнее долин рек Тобола и Убогана. В Приуральской части низменности эти отложения развиты локально, встречаются в древних погребенных эрозионных понижениях в глинах чеганской свиты (древние долины Кустанайской области, Тюменского района и др.). Ширина разведанных долин в Кустанайской области (Лисаковской, Шиелинской, Кировской и др.) 2—12 *км*, протяженность от 15—20 до 135—200 *км*, глубина вреза в ложе чеганских глин 20—55 *м*. Долины заполнены крупно- и разнозернистыми песками с гравием и галькой. Водообильность песков значительна, дебиты скважин изменяются от 1 до 5 *л/сек* (Лисаковская долина), достигая иногда 15 *л/сек*. К пескам приурочены преимущественно безнапорные воды. Минерализация их 0,2—1 *г/л*, состав гидрокарбонатный натриевый, реже кальциевый.

http://jurassic.ru/

Восточнее, в районах сплошного развития отложений атлымской свиты, породы представлены песками от тонкозернистых до среднезернистых с прослоями алевролитов и глин. В пределах Ишимо-Иртышского междуречья в разрезе преобладают алевритовые глины с подчиненными прослоями пылеватых тонкозернистых песков. Породы залегают на водоупорных глинах чеганской свиты и повсеместно перекрыты песчано-алевритовыми отложениями ново-михайловской свиты. Глубина залегания отложений от 6—10 *м* вблизи предгорий до 250—300 *м* в Омской и Бийско-Барнаульской впадинах. Мощность пород от 2—5 *м* у границ распространения свиты возрастает до 50—70 *м* во впадинах.

Наибольшей водообильностью характеризуются породы на юго-востоке территории, дебиты скважин здесь составляют 2—8 *л/сек*, при понижении уровня до 7—30 *м*. Удельный дебит 0,2—0,8 *л/сек*. Западнее, по мере увеличения глинистости отложений, водообильность их снижается, удельные дебиты не превышают 0,1—0,01 *л/сек*, а на левобережье р. Иртыша снижаются до тысячных долей литра в секунду.

Воды напорные. Пьезометрические уровни устанавливаются на глубине 2—10 *м*, реже до 30—70 *м* (на междуречьях с высокими абсолютными отметками рельефа). В скважинах, расположенных в понижениях рельефа и в долинах рек, отмечается самоизлив. Снижение пьезометрической поверхности наблюдается от предгорий Алтая и Салаира (абсолютные отметки уровней 160—170 *м*) к долинам рек Оби (абсолютные отметки 140—130 *м*), Иртыша (абсолютные отметки 90 *м*) и к крупным озерным котловинам в Приказахстанской части низменности (абсолютные отметки 100—90 *м*).

Минерализация вод изменяется от 0,5 до 12 *г/л*, нарастание ее наблюдается с востока на запад и юго-запад, с удалением от основных областей питания и увеличением глинистости пород. В предгорьях Алтая и Салаира и на Васюганском плато распространены пресные гидрокарбонатные, сульфатно- или хлоридно-гидрокарбонатные кальциево- и магниево-натриевые воды. Западнее, в Омской впадине, развиты воды с минерализацией до 3 *г/л* пестрого солевого состава. В Прииртышье на Ишимо-Иртышском междуречье и вдоль склонов Казахского нагорья распространены воды соленые, с минерализацией 5—10 *г/л* и выше, преимущественно хлоридного натриевого состава.

В зоне развития соленых вод, вблизи крупных озер Теке, Улькенкарой и др., узкими полосами распространены слабосолоноватые воды строго солевого состава. Состав растворенных газов азотный. В Купинском и Татарском районах Новосибирской области встречены газы азотно-метанового и метаново-азотного состава, с содержанием CH_4 до 30—50%.

ВОДОНОСНОСТЬ НИЖНЕ-ВЕРХНЕОЛИГОЦЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ (НОВО-МИХАЙЛОВСКАЯ И ЗНАМЕНСКАЯ СВИТЫ)

Отложения ново-михайловской и знаменской свит широко распространены в пределах низменности. Они отсутствуют лишь вблизи палеозойского ее обрамления, а также на юге по долинам рек и вблизи крупных озерных котловин.

Ново-Михайловская свита представлена переслаивающимися глинами, глинистыми алевритами, алевролитами, тонко- и мелкозернистыми песками. Для них характерно наличие растительных остатков, прослоев лигнита и бурого угля. Залегают отложения на породах атлымской свиты, а вблизи окраинных частей низменности — на более древних осадках. В Приуралье и вблизи Казахского нагорья отложения выходят

http://jurassic.ru/

на дневную поверхность и постепенно погружаются к центру низменности до глубины 200—300 *м* (Омская впадина).

В Приуралье водоносные породы повсеместно залегают выше эрозионного вреза рек, что создает здесь своеобразную динамическую и соответственно гидрохимическую обстановку для подземных вод горизонта. Мощность осадков от 3—15 *м* вблизи границ распространения свиты возрастает до 100—150 *м* в Омской впадине.

На западе низменности к отложениям свиты приурочен единый водоносный горизонт. По условиям своего распространения он наиболее доступен для использования и вскрывается многочисленными колодцами, дебиты которых составляют десятые и сотые доли литра в секунду. Восточнее по мере увеличения мощности осадков в них выделяются отдельные водоносные прослои и линзы. Водообильность пород здесь тесно связана с их литологическим составом и изменяется от 0,3—4 до сотых долей литра в секунду. Удельный дебит 0,1—0,001 *л/сек*.

Воды в основном напорные, статические уровни прослеживаются на глубине 1—15 *м*, реже до 30 *м* от поверхности земли. В понижениях рельефа скважины самоизливаются. В местах выхода пород на поверхность воды безнапорные, залегают на глубине 2—10 *м*. Отмечается повсеместное снижение статических уровней к долинам рек, к озерным котловинам.

Минерализация вод 0,3—10 *г/л*, реже выше. На юге вблизи предгорий воды пресные, гидрокарбонатные, реже сульфатно- или хлоридно-гидрокарбонатные натриевые. С удалением от предгорий минерализация вод постепенно увеличивается, состав изменяется до сульфатно-хлоридного и хлоридного натриевого. В воде растворены азотные газы воздушного происхождения.

Водоносные отложения знаменской свиты развиты на большей части рассматриваемой территории. Лишь на западе, в Приуралье, осадки размыты и встречаются небольшими участками на водоразделах рек. Породы представлены алевритовыми мелко- и тонкозернистыми песками, алевритами и глинами, в окраинных частях низменности появляются грубозернистые разности пород. На юге, вблизи Казахского нагорья и в Тургае пески местами переходят в плотные каолинизированные, практически не водоносные глины. На большей площади рассматриваемой территории водоносные породы знаменской свиты перекрыты глинами неогенового возраста и четвертичными осадками, лишь в Приуральской и Приказахстанской частях низменности они выходят на дневную поверхность. Глубина залегания увеличивается к центру низменности до 100—170 *м* (Омская впадина). Мощность отложений увеличивается с удалением от горного обрамления и достигает 60—100 *м* в Омской и Кулундинской впадинах. Водообильность отложений различна. Наибольшие ее значения отмечаются на юго-востоке низменности. Дебиты скважин здесь составляют 1—4 *л/сек*, реже до 16 *л/сек*, при понижении уровня до 13 *м*. Западнее водообильность отложений несколько снижается, дебиты скважин колеблются от 0,1 до 1 *л/сек*, при понижении уровня до 30 *м*.

На участках выхода пород на поверхность распространены грунтовые воды, залегающие на глубине 2—10 *м*. На остальной, большей части территории воды напорные. Статические уровни устанавливаются на глубине 0,5—3 *м*, реже до 60 *м* от поверхности земли. В понижениях рельефа отмечается самоизлив из скважин. Характерно общее снижение пьезометрической поверхности горизонта к крупным понижениям в рельефе местности. Абсолютные отметки статических уровней от 150—190 *м* вблизи горного обрамления низменности снижаются до 80—100 *м* у речных долин и озерных котловин. Воды знаменского гори-

http://jurassic.ru/

зонта гидравлически связаны с водами нижележащей ново-михайловской свиты.

Минерализация вод изменяется от 0,4 до 10 *г/л*, реже до 20 *г/л* и выше. Вблизи горного обрамления низменности, а также по долинам рек в Приуралье распространены пресные воды. Состав их вблизи предгорий на востоке гидрокарбонатный кальциевый, реже натриевый, на западе гидрокарбонатный натриевый. С удалением от обрамления состав вод становится хлоридно- или сульфатно-гидрокарбонатным натриевым.

На большей части территории Бийско-Барнаульской и Омской впадин, вблизи Казахского нагорья, по долинам рек Ишима и Иртыша и на междуречьях Приуралья развиты слабосолоноватые воды пестрого солевого состава. На остальной территории распространены воды с минерализацией 3—10 *г/л*, а на отдельных участках и свыше 10 *г/л*. Состав их хлоридный и сульфатно-хлоридный натриевый. Состав растворенных газов азотный, в Татарском районе (с. Камбар) встречены метаново-азотные газы.

ВОДОНОСНОСТЬ НЕОГЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ (ТАВОЛЖАНСКАЯ, ПАВЛОДАРСКАЯ, КУСТАНАЙСКАЯ, ЖУНШИЛИКСКАЯ СВИТЫ)

Породы неогенового возраста широко распространены на рассматриваемой территории. Они представлены преимущественно глинистыми и суглинистыми отложениями с линзами и прослоями песков. Глины часто карбонатизированы, засолонены, содержат включения гипса и известковисто-мергелистые конкреции. Мощность отложений изменяется от нескольких метров вблизи предгорий до 10—50 *м* на Тоболо-Ишимском и Ишимо-Иртышском междуречьях и до 100—130 *м* в Омской и Бийско-Барнаульской впадинах.

На большей части юга низменности отложения перекрыты маломощным чехлом покровных четвертичных суглинков (слои мощностью 1—3 *м*) и лишь на юго-востоке, в Омской и Бийско-Барнаульской впадинах мощность четвертичных отложений возрастает до 185 *м* (Приобское плато). Породы обводнены спорадически, водоносность в них связана с прослоями и линзами песков и супесей, количество и мощность которых возрастает на юго-востоке низменности, в Омской и Бийско-Барнаульской впадинах. Глубина залегания водоносных прослоев различна — на юго-востоке территории 2—5 *м*, на западе 120—210 *м*, средняя мощность 0,5—3 *м*.

Наибольший практический интерес вызывают воды неогеновых отложений в Венгеровском и Куйбышевском районах Новосибирской области и в Кулундинской впадине. Здесь количество водоносных прослоев увеличивается до 3—5 *м*, а мощность их достигает 8—15 *м*. Дебиты скважин в этих районах измеряются целыми и десятичными долями литра в секунду, удельный дебит от сотых долей литра в секунду возрастает до 0,8 *л/сек*, реже до 1 *л/сек* (с. Усть-Кутское, Алтайский край). На остальной площади развития неогеновых отложений притоки из них составляют сотые и тысячные доли литра в секунду. Воды в основном напорные, статический уровень устанавливается на глубине 2—15 *м* в Приуралье и Приказахстанской частях низменности и 20—60 *м* на юго-востоке района. В долинах рек и на локально пониженных участках вскрываются самоизливающиеся воды с положением уровня на 0,5—2,5 *м* выше поверхности земли.

Для вод неогеновых отложений характерна значительная пестрота как по солевому составу, так и по минерализации. Пресные и слабо-

http://jurassic.ru/

солоноватые воды пестрого солевого состава с минерализацией до 3 *г/л* распространены на юго-востоке (в Бийско-Барнаульской впадине) и в Приуралье, а также встречаются на остальной территории юга низменности. На большей площади распространения неогеновых отложений в них развиты воды с минерализацией 3—10 *г/л*, с преобладанием в солевом составе хлоридов и сульфатов натрия. На Ишимо-Иртышском, Тоболо-Ишимском водоразделах и в Барабинской низменности встречаются хлоридные и сульфатно-хлоридные натриевые воды с минерализацией до 25—35 *г/л* и даже до 80 *г/л* (Сума-Чебаклинская равнина на правобережье Иртыша).

ВОДОНОСНОСТЬ ЧЕТВЕРТИЧНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Отложения четвертичного возраста представлены различными генетическими типами пород: аллювиальными, озерно-аллювиальными, озерными, субаэральными и др. В литологическом отношении это пески, супеси, суглинки, глины. Для пород в целом характерна резкая изменчивость литологического состава, невыдержанные мощности как по площади распространения, так и в вертикальном разрезе. На западе, в Приуралье, на Тоболо-Ишимском и Ишимо-Иртышском водоразделах развиты маломощные покровные суглинки, содержащие верховодку. Как правило, глубина вскрытия верховодки не превышает 1—2 *м*. Воды преимущественно пресные и слабосолоноватые, реже встречаются более соленые с минерализацией 3—10 *г/л*.

На востоке территории мощность четвертичных осадков резко возрастает и достигает на Приобском плато 150—180 *м*. Здесь отложения представлены серией свит, сложенных песчано-глинистыми осадками. В них выделяется ряд водоносных горизонтов, часто прослеживающихся на значительные расстояния (водоносные горизонты кулундинской свиты, каргатской и барнаульской пачек кочковской свиты, чановской свиты и др.).

Воды в отложениях преимущественно пресные, реже слабосолоноватые, с минерализацией до 3 *г/л*. Состав вод вблизи предгорий гидрокарбонатный кальциевый. С удалением от горного обрамления среди катионов начинает преобладать натрий. На участках замкнутых бессточных котловин типа Барабинской низменности и вблизи соленых озер распространены пестрые по минерализации воды — от пресных до соленых (до 20—30 *г/л*). К аллювиальным отложениям, развитым по долинам современных рек, приурочены пресные гидрокарбонатные натриевые, реже кальциевые воды. На отдельных участках в долине Иртыша (район Павлодара), в долине Ишима (среднее течение) встречаются воды с минерализацией до 3 *г/л* пестрого солевого состава. В среднем течении р. Убогана развиты воды с минерализацией до 5—10 *г/л* преимущественно хлоридного натриевого состава.

ОСНОВНЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ, ДИНАМИКИ И ХИМИЗМА ПОДЗЕМНЫХ ВОД

Из приведенного выше описания водоносности отложений следует, что породы, слагающие Западно-Сибирский артезианский бассейн, содержат воды различных физических свойств и химического состава. Характер скоплений подземных вод различен в породах фундамента и мезо-кайнозойского покрова. В первом случае распространены трещинно-жильные, во втором преимущественно пластовые воды.

http://jurassic.ru/

Трещинно-жильный тип вод в пределах погруженной части Западно-Сибирской низменности изучен чрезвычайно слабо. Судя по имеющемуся фактическому материалу, водообильность пород фундамента, по-видимому, невелика. Однако его трещиноватая зона и особенно тектонические нарушения играют большую роль в характере обводненности не только пород фундамента, но и перекрывающей его мезо-кайнозойской толщи.

Характер водоносности зон разломов фундамента хорошо изучен в пределах обнаженной части Урала. Здесь они имеют меридиональное или близкое к нему направление. В. Ф. Ковалев (1960) и ряд других исследователей отмечают сильную обводненность таких зон. Однако указанное направление разломов неблагоприятно сказывается на питании водоносных горизонтов мезо-кайнозойского покрова низменности, так как они перехватывают поверхностный сток с горных сооружений, который разгружается, вероятно, в долинах рек, питая последние. Следствием этого является весьма ограниченное распространение пресных и слабосолоноватых вод в мезо-кайнозойских отложениях Приуральской части низменности.

Наряду с меридиональным направлением на отдельных участках возможно наличие субмеридиональных разломов, направленных от обнаженной части Урала в сторону низменности. Такой разлом вероятен в направлении от Челябинска к Тюмени, в связи с чем отмечается некоторое опреснение вод и резкое изменение отдельных их параметров в районе Тюмени.

Наиболее отчетливо роль разломов фундамента в питании водоносных горизонтов покрова видна в Приалтайской и Присалаирской частях низменности, где разломы протягиваются от горных обрамлений в сторону низменности. Здесь отчетливо наблюдаются концентрированные потоки в меловых отложениях покурской свиты в районе Иртышской зоны разломов северо-западного направления, а также в области погружения Томско-Каменского выступа, где выявляются глубинные разломы фундамента. Кроме зон тектонических нарушений, подземные воды пород фундамента приурочены к зоне трещиноватости, обусловленной выветриванием. Эти воды, вероятно, имеют повсеместное распространение, но степень обводненности весьма неравномерна. Они также оказывают влияние на питание водоносных комплексов покрова по всем склонам горных сооружений, но наиболее заметное влияние отмечается в Чулымско-Енисейской впадине, на северо-западном склоне Казахского нагорья, на Мужинском Урале и в некоторых других районах.

Основные ресурсы подземных вод приурочены к мезо-кайнозойскому покрову. Здесь распространены преимущественно порово-пластовые и в меньшей степени трещинно-пластовые воды. Характер размещения, динамика, условия формирования и температура подземных вод мезо-кайнозойской толщи претерпевают существенные изменения как по площади, так и в вертикальном разрезе, что определяется физико-географическими условиями, литолого-структурными и тектоническими особенностями района. На изменение физических и химических свойств подземных вод, а также на характер водообильности пород большое влияние оказывают мощные глинистые толщи, имеющие в низменности региональное распространение. Такими толщами являются относительно водоупорные глины верхнеюрского и валанжинского (марьяновская и куломзинская свита), а также турон-нижнеолигоценового возраста (кузнецовская, березовская, славгородская, ганькинская, талицкая, люлинворская и чеганская свиты). Следует отметить, что в последней наиболее выдержанный водоупорный характер имеют глины эоцен-нижнеолигоценового возраста (чеганской свиты).

http://jurassic.ru/

Указанные водоупорные толщи делят разрез на три зоны скопления подземных вод, характеризующиеся своеобразием их динамики, физических и химических свойств.

К нижней зоне (весьма затрудненного водообмена) относятся подземные воды нижне-среднеюрского, частично верхнеюрского (заводоуковская серия) и келловейского (барабинская пачка) возраста. Указанные отложения выполняют наиболее глубокие части впадин фундамента, где они значительно уплотнены и характеризуются слабой водообильностью. Только в краевых частях распространения этих отложений удельные дебиты скважин составляют сотые доли литра в секунду. На большей же, центральной, части низменности они весьма слабоводообильны; дебит скважин составляет здесь 0,001 *л/сек* и меньше. На поверхность водоносные отложения выходят только на отдельных участках по окраине Чулымо-Енисейского района. Пополнение ресурсов подземных вод происходит главным образом за счет поступления из пород фундамента или за счет перелива из вышележащих отложений. Учитывая чрезвычайно слабую фильтрационную способность пород и условия питания, водообмен здесь весьма затруднен, что определяет своеобразие условий формирования состава подземных вод.

Подземные воды описываемой зоны отличаются сравнительно однообразным солевым и газовым составом. Минерализация их возрастает от окраин низменности к району Парабельского и Александровского валов. Следует отметить, что только в этой зоне выявлены рассолы с минерализацией до 80 *г/л*. Площадь их распространения значительна и тяготеет к восточной половине низменности. Развитые здесь породы обладают весьма низкой водообильностью, поэтому вероятно разбавление при опробовании природных рассолов технической водой, что затрудняет установление их истинной минерализации. Рассолы залегают на глубине от 2160 *м* и больше. Однако минерализация вод зависит не только от глубины их залегания. Так, в Назинской скважине 4-Р рассолы с минерализацией 57 *г/л* залегают на глубине 2167—4172 *м*, в то же время в Омской опорной скважине на глубине в 3000 *м* минерализация воды не более 31 *г/л*.

Западнее меридиана г. Омска рассолов не встречено. Здесь широко распространены воды с минерализацией от 10 до 20 *г/л*, которые прослеживаются до горного обрамления Урала. Слабо минерализованные воды встречаются только на периферии низменности. Состав вод на большей площади распространения выделенной зоны преимущественно хлоридный натриевый (хлоркальциевый, по Сулину). Только в краевой части распространения отложений средней юры (тюменской свиты), в пределах Чулымо-Енисейского района, воды верхней части зоны имеют гидрокарбонатный натриевый, а в нижней гидрокарбонатно-хлоридный натриевый состав. Разнообразный состав подземных вод отмечается в породах фундамента краевой части низменности.

Несмотря на сравнительное однообразие состава подземных вод зоны весьма затрудненного водообмена, в нем отмечается ряд особенностей, которые отчетливо прослеживаются в изменении отдельных ионов. Как следует из названия воды, основными компонентами являются хлор и натрий, содержание которых составляет 70—95% от суммы соответственно анионов и катионов.

В составе подземных вод отложений заводоуковской серии обращает на себя внимание повышенное содержание гидрокарбонатного иона по сравнению с водами средней зоны (затрудненного водообмена); наиболее высокое содержание (2,212 *г/л*, 36 *мг-экв*) отмечается в Чулымской опорной скважине. Вниз по разрезу с увеличением минерализации содержание HCO_3 понижается до 0,866 *г/л* (14,2 *мг-экв*). От

http://jurassic.ru/

указанной скважины к палеозойскому обрамлению содержание гидрокарбонатов убывает и составляет в районе Мариинска 1,314 *г/л* (21,6 *мг-экв*) при минерализации 2,0 *г/л*, а у Белогорки 0,476 *г/л* (7,8 *мг-экв*) при минерализации 0,7 *г/л*. Кроме указанной краевой части, повышенное содержание гидрокарбонатного иона, имеющее локальное распространение, отмечается в Уватском, Тобольском и Сургутском районах. Здесь, при минерализации воды 12—14 *мг/л*, содержание HCO_3 составляет 2,116—2,397 *г/л* (34—39 *мг-экв*).

Повышенное содержание HCO_3 в водах среднеюрских отложений, вероятно, обусловлено растворением карбонатов, чему способствует наличие двуокиси углерода (CO_2). В краевых частях низменности идет выщелачивание карбонатов, участвующих в строении пород фундамента. В Тобольско-Уватском и Сургутском районах, вероятно, выщелачиваются карбонаты, принимающие участие в строении пород и в цементе. Это возможно при избыточном, против равновесного, содержании CO_2. Появление последнего, по-видимому, связано с процессами разложения органического вещества, которым богаты отложения рассматриваемой части разреза.

Подземные воды описываемой зоны характеризуются весьма низким содержанием или полным отсутствием сульфатов. Наиболее значительное их содержание, составляющее десятые доли грамма на литр, отмечается в краевых частях низменности (скважины Чулымская, Татарская, Славгородская, Ракитинская, Тюменская, Мало-Атлымская и Большекаменская). В ряде указанных скважин замечено увеличение сульфатов в нижней части разреза, на контакте с фундаментом и в его породах, что может свидетельствовать о подтоке по ним вод от областей питания. В центральных частях низменности содержание сульфатов составляет преимущественно тысячные доли грамма на литр и менее. Из катионов в составе воды преобладает натрий. Магний присутствует в незначительных количествах, не превышающих 4—5%-экв. от общего состава катионов. Кальций, также в небольших количествах, содержится в водах краевых частей. Наибольшее его количество (до 35—53%-экв.) отмечено в подземных водах Тюменского района и характерно для подземных вод приповерхностной части фундамента.

В описываемой части разреза отмечается высокое содержание брома (100—135 *мг/л*), наибольшее количество которого (208 *мг/л*) установлено в Большереченской скважине 2-Р на глубине 3164—3136 *м*. Содержание брома в основном увеличивается с ростом минерализации. Йод присутствует от долей до 33 *мг/л*. Максимальное его содержание отмечено в северо-западной части низменности в водах с минерализацией 18—25 *мг/л*. В восточной половине низменности, для которой характерна повышенная минерализация воды, содержание йода незначительно (в основном до 10 *мг/л*). Такое распределение йода позволяет предположить, что его происхождение связано с морскими отложениями западной части низменности. На большей части площади распространения вод описываемой зоны в них содержатся преимущественно горючие газы, упругость которых возрастает в северном направлении. Наблюдается повышенное значение отношения $\frac{He}{Ar}$, достигающее нескольких единиц, которое свидетельствует о затрудненности условий водообмена. Из сказанного следует, что нижняя часть заводоуковской серии (исключая восточную часть и краевые зоны бассейна) характеризуется весьма слабой динамикой вод. Это создает благоприятные условия для образования и сохранения жидких и газообразных углеводородов. Однако следует отметить низкие коллекторские свойства пород зоны (незначительные дебиты воды).

http://jurassic.ru/

К средней зоне (затрудненного водообмена) относятся подземные воды, приуроченные к отложениям валанжинского (тарская свита), готерив-барремского (киялинская свита) и апт-сеноманского (покурская, викуловская, ханты-мансийская и уватская свиты) возраста. Сюда же следует отнести отложения ипатовской и люлинворской свит. Отложения этой части разреза имеют ограниченные выходы на поверхность и только в краевых частях низменности. Питание подземных вод происходит в местах выходов водоносных пород на поверхность и из пород фундамента. На большей площади распространения водоносные породы и воды, приуроченные к ним, изолированы от влияния современных климатических факторов. Зона в вертикальном разрезе не является однородной. Водообильность пород здесь увеличивается снизу вверх. В отложениях валанжина удельные дебиты составляют преимущественно сотые, в готерив-барреме — сотые и десятые и в апт-сеномане — преимущественно десятые доли литра в секунду. Это свидетельствует об улучшении фильтрационных свойств пород снизу вверх.

Анализ характера изменения пьезометрических уровней подземных вод этой части разреза позволяет высказать предположение о том, что наиболее интенсивное движение подземных вод происходит на периферии низменности от областей питания к местным очагам разгрузки, а не в сторону ее центральной части и далее к северным морским бассейнам, как это предполагалось ранее. Так, на востоке низменности устанавливается интенсивное движение подземных вод во всех горизонтах Чулымо-Енисейского района в северном направлении вдоль Енисея. Долина последнего в нижнем течении реки является, по-видимому, естественной дреной. На севере низменности, в районе Усть-Порта, уровни подземных вод ряда горизонтов совпадают с уровнем Енисея. По мере погружения пород к западу интенсивность движения подземных вод ослабевает, и западнее линии Колпашево—Ларьяк движение, направленное к северу, если и существует, то значительно меньшей интенсивности.

Со стороны Алтая и Салаира наиболее интенсивное движение подземных вод происходит в северо-западном и западном направлениях, в сторону крупных озерных котловин левобережья Иртыша. Это относится главным образом к отложениям апт-сеномана, но, вероятно, отмечается и в более глубоких горизонтах. Севернее линии Омск—Петропавловск движение вод значительно слабее.

Северный Казахстан находится в обстановке недостаточного увлажнения, имеет в своих пределах ряд мульд и впадин, поэтому сток в него в пределы низменности весьма ограничен. Наиболее интенсивный сток следует ожидать со стороны Кокчетавских высот в северном направлении. Он частично перехватывается бессточными озерными котловинами у склонов нагорья и дренируется р. Ишимом. Частью поток направлен к северо-западу и северу.

Со стороны Урала поступление стока идет неравномерно, что определяется особенностями его тектоники. Меридиональное направление разломов отрицательно сказывается на питании водоносных комплексов мезо-кайнозойской толщи. Трещиноватая зона выветривания невелика и является слабоводопроводящей, что также затрудняет подток со стороны горного обрамления в сторону низменности.

В пределах северной части Тургайского прогиба подземный сток со стороны Южного Урала и Северного Казахстана направлен к его центру. Разгрузка подземных вод происходит в краевых частях, в долинах современных рек, и в центральной части Тургайского прогиба, в древней Убоганской долине.

http://jurassic.ru/

В Сосьво-Кошайском районе выявляется зона разгрузки подземных вод в виде источников соленой воды по долинам рек. Здесь, вероятно, идет разгрузка как вод, поступающих со стороны низменности, так и вод, поступающих с Урала. На северо-западе низменности характер изменения пьезометрических уровней указывает на дренирующую роль р. Оби севернее пос. Березово. Одновременно с этим имеет место подток пресных вод в отложениях описываемой части разреза со стороны Мужинского Урала.

Описанный характер динамики подземных вод находит отражение в их солевом и газовом составе. Там, где происходит интенсивное движение подземных вод, распространены слабо минерализованные воды (исключением является Сургутский район). Площадь их распространения определяется мощностью подземного потока и характером водообильности пород. Как отмечалось, удельные дебиты возрастают снизу вверх. Наибольшие их величины отмечаются на востоке и юго-востоке низменности. Здесь же распространены преимущественно континентальные породы. Подток вод от горных обрамлений определяет широкое распространение пресных и слабосолоноватых, преимущественно гидрокарбонатных натриевых вод. Площадь их распространения расширяется снизу вверх и наибольшую величину имеет в сеноманских отложениях. В Приказахстанской и Приуральской частях низменности эти воды имеют ограниченное развитие или отсутствуют совсем. К центру низменности в водах с минерализацией более 3 *г/л* содержание гидрокарбонатного иона резко сокращается, преобладающим в составе анионов становится хлор. Несмотря на широкое распространение гидрокарбонатных натриевых вод в краевых частях, здесь не наблюдается повышенного содержания HCO_3 по отношению к общей минерализации воды, которое характерно для низов разреза. Здесь также отмечается более низкое содержание двуокиси углерода.

Повышенное аномальное содержание HCO_3 наблюдается в хлоридных натриевых водах Уватского района, что дает возможность отнести их к гидрокарбонатно-натриевому типу (по Сулину). Это явление отмечено в отложениях тарской, киялинской, уватской и викуловской свит. Причина его недостаточна ясна. Вероятно, оно связано с процессами преобразования вод в результате разложения органического вещества. Следует отметить, что в отличие от вод нижележащей зоны здесь отсутствуют не только рассолы, но и воды с минерализацией более 25 *г/л*. Содержание сульфатов в водах на большей площади распространения чрезвычайно мало. Только в водах при минерализации менее 3 *г/л*, в Присалаирской и в Приказахстанской частях низменности, отмечается повышенное содержание сульфатов, связанное с поступлением их с окраин артезианского бассейна.

В северо-западной части низменности воды описываемой зоны приурочены к отложениям, представленным преимущественно морскими фациями. Здесь же отмечается и наиболее высокое содержание йода (до 30—33 *мг/л*) в отложениях тарской и киялинской свит. Количество брома в минерализованных водах превышает 50—80 *мг/л*.

Во всех водоносных комплексах в пресных и слабосолоноватых водах распространены преимущественно азотные газы воздушного происхождения. Отношение гелия к аргону низкое (преимущественно тысячные и сотые доли). В северном направлении увеличивается содержание метана, и на большей части площади распространения соленых вод в составе газа он преобладает. В указанном направлении наблюдается и увеличение упругости горючих газов. Тяжелые углеводороды в составе его обычно колеблются от долей до 1—2% объема. В районах

http://jurassic.ru/

с выявленным проявлением нефтеносности содержание их увеличивается до 4—5%, иногда более.

Из сказанного выше следует, что средняя часть разреза, несмотря на наличие перекрывающей мощной глинистой толщи, в краевых частях интенсивно промывается и не может быть отнесена к закрытым районам низменности. Здесь скорость движения подземных вод значительно превышает скорость диффузий газов. Поэтому в районах распространения пресных и слабосолоноватых вод условий для накопления и сохранения нефтяных и газовых залежей нет. С удалением от восточного и юго-восточного обрамления действие промывающих потоков краевых частей ослабевает, и севернее линии Викулово—Омск—Пудино и западнее Колпашево—Тым—Ларьяк поток подземных вод не оказывает отрицательного действия на формирование нефтяных и газовых залежей.

К верхней зоне относятся подземные воды континентальных олигоценовых, неогеновых и четвертичных отложений, залегающих выше глинистой толщи эоцен-олигоценового возраста (чеганской свиты). Характер водообмена различен как по площади, так и в вертикальном разрезе.

В западной половине низменности, между Уралом и р. Тоболом, рассматриваемые отложения расположены выше эрозионного вреза, имеют небольшую мощность и не изолированы от поверхности водоупорными породами. Поэтому они находятся в обстановке свободного водообмена. Питание водоносных отложений идет за счет атмосферных осадков, выпадающих на площади их распространения. Разгрузка подземных вод осуществляется в долинах рек и озерных котловинах. Сказанное выше позволяет отнести воды указанных отложений в этом районе к зоне свободного водообмена. Восточнее р. Тобола мощность отложений возрастает, и только четвертичные и верхняя часть неогеновых образований прорезаются долинами рек и вскрываются котловинами.

Отложения неогена, представленные преимущественно глинами с линзами и прослоями песков, хотя и не являются выдержанным водоупором, однако оказывают существенное влияние на динамику и формирование подземных вод. Воды, приуроченные к олигоценовым отложениям, на востоке южной части низменности залегают ниже эрозионного вреза. Питание их осуществляется за счет подтока со стороны горных обрамлений, а также за счет атмосферных осадков, выпадающих на площади их распространения. Разгрузка осуществляется в глубоких озерных котловинах и долинах крупных рек. Поэтому эта часть разреза находится в обстановке относительно затрудненного водообмена. Отложения четвертичного и неогенового возраста на большей части территории находятся выше эрозионного вреза. В северном направлении (севернее 56° с. ш.) мощность их сокращается и они постепенно выклиниваются, что облегчает питание нижележащих олигоценовых отложений.

Подземные воды четвертичных и неогеновых образований находятся в обстановке свободного водообмена. Однако интенсивность движения подземных вод на отдельных участках чрезвычайно мала из-за равнинности рельефа, слабого развития гидрографической сети и низкой фильтрационной способности пород. Питание водоносных отложений происходит за счет атмосферных осадков, выпадающих на площади их распространения; дренирование осуществляется многочисленными озерами и речными долинами.

Из сказанного следует, что воды верхней части разреза находятся под воздействием современных физико-географических факторов, лито-

http://jurassic.ru/

лого-фациальных особенностей водовмещающих пород и характера питания водоносных горизонтов.

Южная часть низменности расположена в обстановке недостаточного увлажнения, что определяет процессы континентального засоления почв и подземных вод. Неогеновые отложения, перекрывающие водоносные горизонты олигоцена, формировались в условиях сухого жаркого климата и поэтому содержат значительное количество растворимых солей, которые при выщелачивании переходят в раствор. Основное питание подземных вод в восточной части происходит за счет стока с Алтая и Салаира, что и определяет широкое распространение пресных и слабосолоноватых вод различного состава в правобережье р. Иртыша.

Растворенный газ верхней части разреза представлен преимущественно азотом с небольшой примесью двуокиси углерода. В отдельных скважинах, главным образом в северной части Обь-Иртышского междуречья, в отложениях олигоцена (ново-михайловская и знаменская свиты), обнаружен метан (до 25%), имеющий узколокальное распространение и обусловленный переработкой органического вещества олигоценовых отложений. Учитывая отсутствие выдержанных глинистых толщ в верхней части разреза, здесь нельзя ожидать значительных скоплений метана. Следует отметить, что на отдельных участках распространения солоноватых и соленых вод отмечается повышенное значение отношения $\frac{He}{Ar}$ (до десятых долей), свидетельствующее о затрудненных условиях движения подземных вод на отдельных участках водоразделов рек.

МИКРОФЛОРА ПОДЗЕМНЫХ ВОД ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

В формировании состава подземных вод, в образовании, сохранении и разрушении нефтяных и газовых залежей, как известно, большая роль принадлежит микроорганизмам. Однако эти вопросы изучены недостаточно. Исследование микрофлоры подземных вод Западной Сибири было начато в 1952 г. в микробиологической лаборатории ВСЕГЕИ Л. Е. Крамаренко. В исследованиях принимали участие Е. Н. Дутова, И. И. Презренова и Р. И. Тебенькова. Эти работы проводились в комплексе гидрогеологических исследований Западно-Сибирской низменности в связи с поисками нефти и газа, выполняемых М. С. Гуревичем, О. В. Ровдоникас, С. В. Егоровым под общим руководством Н. Н. Ростовцева.

В подземных водах различных литологических и стратиграфических толщ определялось общее содержание микрофлоры и наличие различных физиологических групп бактерий, деятельность которых связана как с процессами, протекающими в органических веществах (гетеротрофы), так и в минеральных соединениях (автотрофы). Ниже дается краткое описание физиологических групп бактерий, их биохимических функций и возможных изменений в составе подземных вод и газов в результате их жизнедеятельности.

В подземных водах низменности обнаружены следующие группы гетеротрофных бактерий:

1. Десульфирующие бактерии, окисляя органические вещества, восстанавливают сульфаты до сероводорода; жизнедеятельность этих бактерий приводит к снижению количества сульфатов, к образованию сероводорода и углекислоты.

2. Денитрифицирующие бактерии, окисляя органические вещества, восстанавливают нитраты до нитритов и молекулярного азота; их

http://jurassic.ru/

жизнедеятельность приводит к снижению первых двух компонентов и увеличению биогенного азота.

3. Бактерии, сбраживающие углеводы, осуществляют распад углеводородов (глюкозы) с образованием масляной кислоты, углекислоты и водорода.

4. Бактерии, разлагающие нафтеновые кислоты, наряду с различными органическими веществами осуществляют разложение нафтеновых кислот до углекислоты и воды.

5. Бактерии, окисляющие парафин, окисляют углеводороды парафинового ряда до углекислоты и воды; в качестве промежуточных продуктов образуются непредельные углеводороды и органические кислоты.

6. Метанокисляющие бактерии окисляют метан до углекислоты и воды.

7. Десульфирующие бактерии, окисляющие индивидуальные нефтяные углеводороды (октан, нонан), восстанавливают сульфаты до сероводорода; в результате их жизнедеятельности нефтяные углеводороды разрушаются, в воде появляется углекислота.

Автотрофные бактерии. 1. Тионовые бактерии (растущие при нейтральном значении pH) окисляют серу, сероводород и другие серосодержащие соединения до серной кислоты, что приводит к снижению сероводорода в водах и образованию сульфатов.

2. Денитрифицирующие, окисляющие серу бактерии, ассимилируя углерод карбонатов и бикарбонатов, окисляют серу до серной кислоты при сопряженном восстановлении нитратов до нитритов или молекулярного азота; это приводит к появлению последнего и сульфатов в воде.

Приведенные данные о биохимических свойствах выявленных бактерий позволяют судить о тех биохимических процессах, которые могут иметь место в исследованных водах. Эти процессы в зависимости от условий среды будут носить окислительный или восстановительный характер. По характеру биохимических процессов можно составить представление об обстановке, способствующей или препятствующей разрушению месторождений полезных ископаемых. Кроме того, некоторые из присутствующих в подземных водах бактерий могут быть использованы с поисковой целью.

Микробиологические исследования показывают, что в природе существует взаимосвязь между условиями геохимической среды и развитием соответствующих микроорганизмов. Геохимическая среда, обусловленная воздействием нефтяной залежи, благоприятствует развитию бактерий, преобразующих нефтяные углеводороды. В зоне влияния рудных тел развиваются бактерии, преобразующие руды и минералы.

В качестве поисковых показателей на нефть при исследовании неглубоких вод, содержащих кислород, используются метанокисляющие, этанокисляющие и пропанокисляющие бактерии, а также бактерии, окисляющие пентан и более высокие гомологи метана (Могилевский, 1953). При исследовании глубоких вод в качестве индикаторных бактерий на нефть рекомендуется использовать десульфирующие бактерии, окисляющие высшие углеводороды — октан и нонан (Крамаренко, 1956). На связь подземных вод с сульфидным (редкометальным и полиметаллическим) оруденением, указывают тионовые бактерии: *Thiobacillus thiooxidans, Th. ferroxidans* и *Th. denitrificans*.

Фактический материал, полученный по микрофлоре подземных вод, сведен в табл. 9, из которой видно, что наиболее важные для оценки возможной нефтегазоносности района десульфирующие бактерии, окисляющие высшие углеводороды и бактерии, окисляющие метан и парафин, развиты только в водах центральных, сильно погруженных частей низменности, а также в Березовском газоносном районе, и почти совер-

http://jurassic.ru/

Характеристика микрофлоры

Характеристика проб \ Районы		I. Грунтовые и напорные воды южной части низменности, залегающие выше эрозионного вреза. Водообмен свободный	II. Напорные воды меловых отложений южной части низменности. Водообмен затрудненный
Состав растворенных в воде газов		O_2-N_2	N_2
Минерализация (*г/л*) и состав воды		$M_{0,5-10}\frac{\text{Смешанный } (HCO_3, Cl)}{\text{Преимущественно } Na}$	$M_{0,5-2,0}\frac{SO_4\ 20-30\ HCO_3\ 80-70}{Na\ 85-90}$
Температура воды, °С		1—10°	15—30
Глубина интервалов опробования, *м*		5—100	500—700
Количество проанализированных проб		14	6
Группы бактерий	Растущие на МПА % встречаемости Активность Количество клеток в 1 *мл*	100 — 350—86 000	100 — —
	Десульфирующие % встречаемости Активность Количество клеток в 1 *мл*	80 ++ —	100 +++ —
	Денитрифицирующие % встречаемости Активность Количество клеток в 1 *мл*	70 — 10—10 000	80 + —
	Сбраживающие углеводы с образованием CO_2 и H_2 % встречаемости Активность Количество клеток в 1 *мл*	60 + —	40 ++ —
	Разлагающие нафтеновые кислоты % встречаемости Активность Количество клеток в 1 *мл*	60 + —	0 — —

http://jurassic.ru/

Таблица 9

подземных вод

III. Напорные воды меловых отложений приалтайской части низменности. Водообмен затрудненный	IV. Внешняя зона распространения хлоридных натриевых вод центральной части низменности. Водообмен затрудненный	V. Внутренняя зона хлоридных натриевых вод центральной части низменности. Водообмен затрудненный и весьма затрудненный	VI. Березовский газоносный район. Водообмен затрудненный и весьма затрудненный
N_2	N_2-CH_4 CH_4	Преимущественно CH_4	Преимущественно CH_4
$M_{0,3-2}\frac{HCO_3\,80-100}{Na\,85-100}$	$M_{8-15}\frac{Cl\,85-95}{Na\,90-100}$	$M_{10-35}\frac{Cl\,90-100}{Na\,80-90\ \ Ca\,20}$	$M_{9-16}\frac{Cl\,97-99}{Na\,85-90\ \ Ca\,8-10}$
20—50	30—60	50—90	35—55
300—1 000	700—2 800	1 000—3 000	850—1 350
7	22	25	10
100 — —	100 — —	100 — —	100 — —
0 — —	70 ++ —	40 ++ —	80 ++ —
20 — 1 000	95 +++ —	50 +++ —	100 ++ —
0 — —	0 — —	20 ++ —	20 ++ —
0 — —	50 + —	70 ++ —	60 ++ —

http://jurassic.ru/

	Районы / Характеристика проб	I. Грунтовые и напорные воды южной части низменности, залегающие выше эрозионного вреза. Водообмен свободный	II. Напорные воды меловых отложений южной части низменности. Водообмен затрудненный
Группы бактерий	Окисляющие парафин % встречаемости Активность Количество клеток в 1 *мл*	 20 + —	 0 — —
	Метанокисляющие % встречаемости Активность Количество клеток в 1 *мл*	 0 — —	 0 — —
	Десульфирующие, окисляющие высшие углеводороды % встречаемости Активность Количество клеток в 1 *мл*	 0 — —	 0 — —
	Тионовые % встречаемости Активность Количество клеток в 1 *мл*	 70 +++ —	 80 ++ —
	Денитрифицирующие, окисляющие серу % встречаемости Активность Количество клеток в 1 *мл*	 100 + 1 000	 80 +++ —

шенно отсутствуют в ее южной периферической зоне (районы I, II, III). Воды зоны перехода от внутренних частей низменности к внешним (IV район) обогащены микрофлорой. Здесь обнаружены почти все физиологические группы, за исключением бактерий, сбраживающих углеводы. Наибольшую активность и распространение имеют денитрифицирующие бактерии. Значительно развиты десульфирующие бактерии. Кроме того, здесь развиты и достаточно активны бактерии, окисляющие парафин (встречаемость 65%) и нафтеновые кислоты (встречаемость 50%). Распространены и характеризуются большой активностью бактерии, окисляющие метан. Встречены в водах и бактерии, окисляющие высшие углеводороды, но активность их слабая. Для описываемых вод характерно низкое содержание тяжелых углеводородов (доли процента объема газа). Из автотрофов в этом районе встречены тионовые и окисляющие серу бактерии средней активности.

В водах наиболее погруженных центральных частей Западно-Сибирской низменности (V район) наибольшим развитием и активностью пользуются денитрифицирующие и окисляющие метан бактерии. Значительное распространение и активность имеют десульфирующие бакте-

http://jurassic.ru/

Продолжение таблицы 9

III. Напорные воды меловых отложений приалтайской части низменности. Водообмен затрудненный	IV. Внешняя зона распространения хлоридных натриевых вод центральной части низменности. Водообмен затрудненный	V. Внутренняя зона хлоридных натриевых вод центральной части низменности. Водообмен затрудненный и весьма затрудненный	VI. Березовский газоносный район. Водообмен затрудненный и весьма затрудненный
0 — —	65 + —	90 ++ —	60 ++ —
0 — —	— +++ —	80 +++ —	— — —
0 — —	— + —	75 ++ —	80 ++ —
20 + —	— ++ —	— —	100 +++ —
50 ++	50 ++ —	0 — —	— — —

рии, окисляющие высшие углеводороды, бактерии, окисляющие парафин и нафтеновые кислоты. Реже встречаются, но достаточно активны десульфирующие и сбраживающие углеводы бактерии.

Особо выделяется Березовский газоносный район (VI). Здесь наиболее широким развитием и активностью пользуются тионовые и денитрифицирующие бактерии (активность последних несколько слабее). Широко распространены и достаточно активны десульфирующие бактерии, окисляющие высшие углеводороды, и десульфирующие бактерии. Менее развиты (встречаемость 60%), но довольно активны бактерии окисляющие парафин и нафтеновые кислоты.

Для выяснения участия микроорганизмов в формировании состава подземных вод большой интерес представляет Уватский район (в таблице не выделен), где распространены воды хлоридного натриевого состава с повышенным содержанием гидрокарбонатного иона (гидрокарбонатнонатриевый тип, по Сулину). Растворенный газ представлен метаном, кроме которого присутствуют азот и углекислый газ. Микрофлора в этих водах изучена только в двух пробах. Судя по этим пробам, наибольшей активностью обладают десульфирующие бактерии,

http://jurassic.ru/

окисляющие высшие углеводороды, и денитрифицирующие, окисляющие серу. Заметную активность имеют бактерии, разлагающие нафтеновые кислоты. Слабо активны десульфирующие и тионовые бактерии.

Таким образом, полученные данные свидетельствуют о том, что подземные воды Западно-Сибирской низменности содержат жизнедеятельную микрофлору на глубине от 5—20 до 3000 *м*, при температуре вод от 1 до 95° С и при различных условиях минерализации их солевого и газового состава.

Существует определенная закономерность в распределении различных групп бактерий в зависимости от характера гидрогеологии данного района. Для подземных вод верхней части разреза, находящихся в условиях свободной связи с поверхностью земли, характерно широкое развитие разнообразной микрофлоры, с преобладанием в них аэробных групп бактерий, использующих свободный кислород. Большое разнообразие микрофлоры отмечается в водах мезозойских отложений, которые находятся в обстановке относительно свободного водообмена. Микрофлора краевой части бассейна, где наблюдается интенсивное движение вод от области питания к области разгрузки, отлична от более центральных частей низменности. В первом случае характер микроорганизмов зависит от условий питания водоносных толщ и от солевого состава воды. В пределах Томско-Каменского выступа, где в составе воды значительное место занимают сульфаты, широко развиты и активны десульфирующие бактерии; кроме последних, здесь широко развиты автотрофные и некоторые другие виды бактерий. В Приалтайской части низменности (в пределах Обь-Зайсанской геосинклинали), где предполагается тепловой поток из пород фундамента в осадочную толщу, количество бактерий и число физиологических групп резко сокращается.

Микрофлора центральной части восточной половины низменности, где распространены хлоридные натриевые воды, находящиеся в условиях затрудненного и весьма затрудненного водообмена, значительно отличается от ранее описанной. Здесь широко распространены и отличаются высокой активностью метанокисляющие бактерии, отсутствующие в водах краевых частей низменности, и денитрифицирующие бактерии. Кроме того, здесь присутствуют десульфирующие бактерии, окисляющие высшие углеводороды. Их активность возрастает от краевых частей к центральным и к району с установленной газоносностью. В указанном направлении увеличивается содержание тяжелых углеводородов и количество азота биогенного происхождения.

Наблюдается адаптация бактерий к температурному режиму подземных вод. Десульфирующие, денитрифицирующие, тионовые, денитрифицирующие—окисляющие серу бактерии, разлагающие нафтеновые кислоты, и др., были обнаружены как в водах с температурой 1—10° С, так и в горячих водах с температурой 80—95° С.

В Березовском газоносном районе из подземных вод приконтактной части нижнемеловых отложений с породами фундамента Л. Е. Крамаренко выделены термофильные штаммы десульфирующих и тионовых бактерий, активно развивающиеся на искусственных средах при температуре 65—70° С и плохо развивающиеся при более низких температурах.

Результаты изучения состава и характера распределения углеводородной микрофлоры показали, что некоторые из этих бактерий могут указывать на связь подземных вод с органикой нефтяного ряда. Так, метанокисляющие бактерии были обнаружены только в водах, содержащих метан, десульфирующие — окисляющие высшие углеводороды, бактерии, свойственные, по данным Л. Е. Крамаренко (1956), биоценозам нефтяных месторождений, выявлены только в водах, где в составе

http://jurassic.ru/

газа наряду с метаном присутствуют тяжелые углеводороды. Особенно значительное содержание этих бактерий отмечается в водах Березовского района, где из пород приконтактной зоны осадочного покрова с фундаментом (скв. 4-Р, интервал 1264—1268 *м*) было получено некоторое количество нефти. В конденсате нефти и воды, кроме десульфирующих бактерий, интенсивно разлагающих нефтяные углеводороды (C_9H_{20}) при температуре 25—30° С, были обнаружены термофильные формы подобных бактерий, которые окисляли нонан (C_9H_{20}) при температуре 80° С. Экспериментальные исследования, проведенные Л. Е. Крамаренко на искусственных средах, показали, что интенсивность развития выделенных термофилов была значительно выше при температуре 80° С, чем при температуре 30; 50 и 65°. В этих водах И. И. Презреновой были обнаружены также активные термофильные формы тионовых бактерий.

Подземные воды на глубине отбора проб имеют температуру 50—56° С. Поэтому наличие в них термофильных бактерий, развивающихся при более высоких температурах, может свидетельствовать о том, что эти бактерии мигрировали в Березовский район из областей более глубокого залегания водоносных отложений центральной части низменности. Присутствие в водах, содержащих нефть, бактерий, окисляющих нефтяные углеводороды, указывает на участие биогенного фактора в процессах окисления данной нефти.

КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Открытые в пределах Западно-Сибирской низменности и разведываемые в настоящее время месторождения нефти и газа по общим гидрогеологическим условиям можно разделить на две группы. В первую объединяются месторождения Березовско-Шаимского района, во вторую — Сургутского и Красноленинского.

БЕРЕЗОВСКО-ШАИМСКИЙ РАЙОН

Территория Березовско-Шаимского района прилегает к восточному склону Среднего и Северного Урала. Все обнаруженные здесь залежи нефти и газа приурочены к нижней части разреза верхнеюрских отложений — вогулкинской пачке. Нефтяные месторождения располагаются в Шаимском районе, а газовые — в Березовском. Продуктивная толща на поднятиях залегает непосредственно на фундаменте, а во впадинах — на породах нижней и средней юры (тюменская свита). В кровле вогулкинской пачки лежит глинистая толща верхнеюрско-валанжинского возраста, имеющая мощность 160—210 *м* и развитая по всему району. Эта «покрышка» надежно изолирует залежи нефти и газа от залегающих выше горизонтов.

В проницаемых породах вогулкинской пачки заключены напорные воды. Статические уровни в большинстве случаев устанавливаются выше дневной поверхности. Максимальные абсолютные отметки их составляют в Шаиме 95 *м*, Игриме 56 *м*, Чуэле 15,5 *м*. В ряде скважин Березовского, Деминского и других месторождений района замеренные уровни располагаются ниже устья скважин, что является, по-видимому, следствием недостаточного восстановления уровней. Не исключена возможность, что и приведенные выше максимальные уровни также несколько занижены. Это предположение подтверждается режимными наблюдениями (правда, отрывочными), которые проведены в Тюменском геологическом управлении Т. Н. Пастуховой. Так, например,

http://jurassic.ru/

в скв. 33 Деминского месторождения уровень воды непрерывно повышался в течение двух лет, и с апреля 1956 г. по май 1958 г. поднялся на 19,3 *м*. Медленное восстановление пьезометрических уровней связано со значительной глинизацией стенок скважин в процессе их бурения и плохими условиями вскрытия пласта.

Открытая пористость водовмещающих пород продуктивной толщи составляет 10—30%. Проницаемость их изменяется в еще больших пределах: от десятых долей до 1—2 *дарси*. В связи с этим удельные дебиты скважин колеблются от 0,001 до 0,1—0,3 *л/сек*.

По химическому составу воды преимущественно хлоридные натриевые (хлоркальциевые, по Сулину). Минерализация их составляет 12—15 *г/л* в Березово и 13—18 *г/л* в Шаиме. Следует отметить, что в западной части Мулымьинской структуры залежь нефти подпирается хлоридными натриевыми водами (хлоркальциевыми по Сулину) в восточной — гидрокарбонатно-хлоридными натриевыми (гидрокарбонатнонатриевыми, по Сулину). Минерализация последних 24—30 *г/л*. Тугиянское газовое месторождение полностью окружено хлоридными натриевыми водами с минерализацией 14 *г/л*. По классификации Сулина они также относятся к гидрокарбонатнонатриевым.

Степень метаморфизма хлоридных натриевых вод (хлоркальциевых, по Сулину) в Березовско-Шаимском районе возрастает с юга на север. Коэффициент $\frac{r\text{Cl}-r\text{Na}}{r\text{Mg}}$ изменяется в этом же направлении от 1,4—3,2 до 2—5,9. Содержание хлоридов натрия доходит до 95—99%-экв. Отношение $\frac{r\text{Na}}{r\text{Cl}}$ в южной части района равно 0,94—0,97, в северной 0,92—0,95. Накопление хлоридов кальция в подземных водах увеличивается с повышением степени их метаморфизации. Отношение $\frac{r\text{Ca}}{r\text{Mg}}$ составляет соответственно 3—3,5 и 4—6. Растворенный газ в хлоридных натриевых водах состоит в основном из метана (85—99%). На долю азота приходится 5—7%, в отдельных случаях 10%. Редкие газы представлены аргоном (0,016—0,077%) и гелием (0,020—0,034%).

Гидрокарбонатно-хлоридные натриевые воды на восточном крыле Мулымьинской структуры характеризуются высокой щелочностью. Отношение $\frac{r\text{Na}}{r\text{Cl}}$ в них равно 1,5—1,9; количество гидрокарбонатов 34,5—48,3%-экв. По своей природе это аномальные воды, насыщенные углекислым газом. Доля последнего в растворенном газе составляет 88—96%. Содержание метана здесь не превышает 2—12%, азота 0,3—1,7%.

Недра Березовско-Шаимского района отличаются повышенными температурными градиентами, которые изменяются от 3,5—4,0° С/100 *м* на газовых месторождениях до 5,2—6,5° С/100 *м* на нефтяных.

СУРГУТСКИЙ РАЙОН

Обширная территория Сургутского района расположена в центральной части низменности, вдоль широтного колена р. Оби, от Малого Атлыма до Назино. Нефтепроявления здесь наблюдаются в юрских и нижнемеловых отложениях. Высокодебитные месторождения встречены главным образом в нижней части разреза и приурочены к тарской и вартовской свитам (Усть-Балыкское и Мегионское месторождения) и к вогулкинской толще (Каменное месторождение).

К проницаемым слоям тюменской свиты приурочены напорные воды. Статические уровни их устанавливаются на абсолютных отметках от 40 до 85 *м*. Причины таких колебаний указаны выше. Водовмещаю-

http://jurassic.ru/

щие породы характеризуются низкой средней открытой пористостью (10—13%), только на отдельных структурах она доходит до 17—25%. Проницаемость пород не превышает 0,7 *дарси*.

Обводненность пород на большей части территории слабая. Удельные дебиты обычно исчисляются тысячными долями литра в секунду и меньше. Иногда испытываемые горизонты оказываются практически «сухими». Подземные воды свиты в основном имеют хлоридный натриевый состав (по классификации Сулина, они относятся к гидрокарбонатнонатриевым), только в южной и восточной частях района тип вод хлоркальциевый.

Гидрокарбонатнонатриевые воды характеризуются невысокой щелочностью. Коэффициент $\frac{rNa-rCl}{rSO_4}$ не превышает 27, а отношение $\frac{rNa}{rCl}$ равно 1,10—1,15. Количество гидрокарбонатов в них колеблется от 9,0 до 14,0%-экв. Щелочноземельные металлы присутствуют в меньших количествах, чем в хлоркальциевых водах. Отношение $\frac{rCa}{rMg}$ находится в пределах 1—2. Хлоркальциевые воды имеют минерализацию до 50 *г/л* и выше (Назино). Естественно, что и степень метаморфизации их более высокая. Коэффициент $\frac{rCl-rNa}{rMg}$ увеличивается до 119, а отношение $\frac{rNa}{rMg}$ падает до 0,77. Содержание хлоридов натрия в этих водах 95—100%-экв. Количество кальция в отдельных пробах достигает 15—20%-экв., а отношение его к магнию доходит до 29.

Состав растворенного газа в подземных водах тюменской свиты представлен главным образом метаном (90—96%). Азот составляет 6—8%, редко больше. На долю углекислоты приходится меньше 1% от общего объема газа.

Температура недр района повышается в направлении от Нижне-Вартовского поднятия к Красноленинскому своду. Температурный градиент при этом изменяется от 3—4 до 5,7° C/100 *м*. Обводненные отложения тюменской свиты перекрываются глинистой толщей верхнеюрско-валанжинского возраста. Представлена она марьяновской и куломзинской свитами, сложенными плотными аргиллитами, мощностью до 570 *м*. Эта толща имеет региональное развитие и надежно изолирует описанные водоносные отложения от вышележащих обводненных пород.

Верхи куломзинской, тарская и вартовская свиты вмещают несколько выдержанных водоносных горизонтов. Абсолютные отметки статических уровней заключенных в них напорных вод колеблются от 53 до 86 *м*. Водовмещающие породы сравнительно хорошо проницаемы. Величина средней открытой пористости их 20—22%. Удельные дебиты скважин составляют в большинстве случаев 0,02—0,04 *л/сек*.

Подземные воды имеют хлоридный натриевый состав (хлоркальциевый, по Сулину). Минерализация их 16—20 *г/л*. Степень метаморфизации вод по сравнению с ранее описанными несколько ниже. Коэффициент $\frac{rCl-rNa}{rMg}$ не превышает 20. Отношение $\frac{rNa}{rCl}$ изменяется от 0,81 до 0,96. Содержание хлоридов натрия в составе вод равно 98—99%-экв. Количество кальция доходит до 18—20%-экв. Отношение кальция к магнию иногда увеличивается до 20.

Растворенный газ в хлоридных натриевых водах состоит из метана (88—96%). На долю азота приходится 3—7, реже 10%. Редкие газы представлены аргоном (0,002—0,007%) и гелием (0,041—0,056%).

Температура вод в отложениях тарской свиты возрастает с востока на запад, температурный градиент при этом изменяется от 3,3 на Мегионском месторождении до 4,7 в Покуре.

http://jurassic.ru/

В кровле описываемых водоносных отложений залегает мощная толща преимущественно глинистых отложений верхне-вартовской подсвиты. Последняя имеет широкое развитие в западной части района и является надежным водоупором, отделяющим нижневартовскую подсвиту от вышележащих водоносных пород.

ПОКАЗАТЕЛИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

При оценке перспектив нефтегазоносности приходится учитывать не только геологические, но и гидрогеологические условия водонапорной системы, оказывающие существенное влияние на концентрацию и распределение углеводородов. Состав подземных вод, в среде которых происходит трансформация и миграция органического вещества, определяет гидрохимическую обстановку, способствующую сохранению или разрушению залежей нефти и газа.

Образующиеся залежи нефти и газа находятся в определенном взаимодействии с подпирающими их водами. В связи с этим в нефтяных водах месторождений наблюдается повышенное содержание (особенно в приконтурной зоне) метана, тяжелых углеводородов и других компонентов, которые могут быть использованы в качестве показателей нефтегазоносности. Эти показатели изучены во многих нефтяных провинциях, где они с успехом используются на практике. Накопленный фактический материал по новым районам позволяет высказать некоторые соображения по отдельным группам показателей нефтегазоносности применительно к условиям Западной Сибири.

Гидрогеологические показатели. К ним относится прежде всего степень закрытости недр, которая в значительной мере определяется литологическим составом и мощностью водонепроницаемых пород, перекрывающих продуктивные горизонты или толщи.

Промышленные скопления нефти в нижней части нижнемеловых отложений (Усть-Балыкское месторождение и др.) находятся в благоприятных литолого-фациальных условиях. Проницаемые слои залегают внутри глинистой толщи неокома, что обусловливает высокую степень закрытости, а следовательно, и благоприятную обстановку для их сохранения.

В качестве числового показателя закрытости можно использовать величину отношения минерализации (m) подземных вод (в *мг/л*) к глубине (h) их залегания (в *м*). Этот коэффициент был предложен М. А. Гатальским (1954) при оценке перспектив нефтегазоносности северной части Русской платформы.

В условиях Западной Сибири величина показателя закрытости резко отличается от его значений, характерных для Русской платформы, так как здесь минерализация вод значительно меньше, а глубина их залегания — больше.

В Березовско-Шаимском районе, расположенном близко к области питания артезианского бассейна, отношение $\frac{m}{h}$ в продуктивной толще на месторождениях составляет 8—12. Сургутско-Красноленинский район, находящийся на большом расстоянии от областей питания, характеризуется высокой степенью закрытости. Величина коэффициента отношения $\frac{m}{h}$ в отложениях тюменской свиты достигает здесь 17—22 (Назино). На остальной площади, где развиты гидрокарбонатнонатриевые воды (по Сулину) с минерализацией до 17,5 *г/л*, отношение $\frac{m}{h}$ равно 7—8. Наличие этих вод, по мнению Сулина, само по себе указы-

http://jurassic.ru/

вает на высокую закрытость недр, так как этот тип вод очень неустойчив в других условиях. В тарской и вартовской водоносных толщах коэффициент отношения $\frac{m}{h}$ составляет 9—10. По отдельным проницаемым горизонтам в нижней части отложений неокома значение его с приближением к Назино увеличивается до 26 (ачимовская пачка и др.).

Гидравлическая связь продуктивных толщ в рассматриваемых районах, видимо, отсутствует, хотя за пределами их она, несомненно, существует. Необходимо отметить, что надежной глинистой «покрышкой» в Западно-Сибирском артезианском бассейне является мощная глинистая толща турон-палеогенового возраста. Эта толща изолирует перспективные на нефть и газ отложения нижней части осадочного чехла от неперспективных (третичных и четвертичных) отложений.

Гидрохимические показатели. К группе этих показателей отнесены прежде всего хлоркальциевые и гидрокарбонатнонатриевые воды, с которыми связаны нефтяные и газовые залежи в известных нефтяных провинциях. По мнению В. А. Сулина, хлоркальциевый тип является благоприятным показателем нефтеносности лишь при высокой минерализации вод. Но для Западно-Сибирской низменности это не характерно. Хлоркальциевые воды в юрских и меловых отложениях низменности пользуются преимущественным распространением, минерализация же их (в том числе в пределах нефтяных и газовых месторождений) обычно не превышает 20, реже 25 *г/л*. Только в отдельных случаях (Колпашево) она поднимается до 80 *г/л*.

Гидрокарбонатнонатриевые воды распространены и в низах юрских, неокомских отложений района Ханты-Мансийской впадины. Содержание сульфатов в хлоркальциевых водах на нефтяных и газовых месторождениях в большинстве случаев не превышает 10—20 *мг/л*. В гидрокарбонатнонатриевых водах количество сульфатов иногда повышается до 100 *мг/л* и больше. Ничтожное количество их в водах обусловлено биохимическими восстановительными процессами в присутствии органического вещества и прежде всего жидких и тяжелых газообразных углеводородов. Как показали исследования, метан в этих процессах участия не принимает (Козин, Суббота, 1961).

Небольшая сульфатность нефтяных вод свидетельствует не только о степени метаморфизации вод, но прежде всего о благоприятных условиях сохранения углеводородов. Не менее интересной особенностью нефтяных вод в данных районах является присутствие в них йода, брома, бора, нафтеновых кислот и некоторых других компонентов. Природа и значение этих микрокомпонентов достаточно полно освещены в литературе. Здесь мы рассмотрим в основном количественное распределение их в нефтяных водах продуктивных толщ. Анализ фактического материала показывает, что при существующей степени изученности можно проследить только региональную закономерность распределения упомянутых компонентов в нефтяных водах промышленных районов.

На территории нефтегазоносных районов низменности содержание йода колеблется в очень широких пределах, достигая 30 *мг/л* в Ханты-Мансийской впадине и прилегающих к ней районах. Это обстоятельство связано, видимо, с увеличением битуминозности пород и морскими условиями их накопления. В законтурных водах месторождений Березовско-Шаимского района содержание йода в большинстве случаев колеблется от 7—11 до 15—18 *мг/л*, а в Сургутско-Красноленинском — от 11 до 20—25 *мг/л*. Бром встречается в водах нефтегазоносных районов низменности повсеместно. Содержание его здесь обычно лежит в пределах от 30—40 до 50—60 *мг/л*. Накопление брома в юго-восточной части Сургутско-Красноленинского района до 100—130 *мг/л* связано с более

http://jurassic.ru/

высокой минерализацией вод. Здесь же наблюдается повышенное содержание в составе вод щелочноземельных металлов. По данным геохимических исследований А. Н. Козина (1960), концентрация брома в водах прямо пропорциональна количеству содержащегося в них кальция.

Таким образом, распространение йода в региональном плане зависит от накопления органического вещества в породах и подземных водах, а брома — от концентрации щелочноземельных металлов в водах, т. е. от степени метаморфизации вод.

Интересным показателем нефтеносности являются нафтеновые кислоты. По мнению большинства исследователей, они поступают в подземные воды непосредственно из нефти. Абсолютное содержание их в водах различных нефтяных провинций колеблется в пределах от нескольких до 300—400 *мг/л*. Концентрация их зависит в значительной мере от состава нефтей, химического типа вод и других факторов. Необходимо заметить, что нафтеновые кислоты в силу несовершенной методики определяются совместно с другими органическими веществами. В рассматриваемых районах нефти имеют преимущественно метановый, метаново-нафтеновый, а также метаново-ароматический состав. В связи с этим количество нафтеновых кислот в водах месторождений оказывается неодинаковым. Так, например, их содержание в законтурных водах Березовско-Шаимского района, где развиты нефти главным образом метаново-ароматического ряда, составляет в основном 0,5—1 *мг/л*, достигая в пределах контура Шаимского месторождения 2 *мг/л*. В Сургутско-Красноленинском районе, для которого характерны метаново-нафтеновые нефти, количество нафтеновых кислот в водах поднимается до 26 *мг/л*.

С удалением от залежи нефти количество нафтеновых кислот в водах заметно снижается. На Мулымьинской площади, например, с удалением от контура залежи на 4—5 *км* содержание нафтеновых кислот падает с 2 до 0,5 *мг/л*. Более высокое содержание нафтеновых кислот в Сургутско-Красноленинском районе обусловлено, по-видимому, не только составом нефтей, но и развитием здесь гидрокарбонатнонатриевых вод. В их среде нафтеновые кислоты, представляющие собой соединения щелочноземельных металлов, растворяются лучше, чем в хлоркальциевых водах.

Газовые показатели. Подземные воды мезозойских отложений Западно-Сибирской низменности содержат большое количество растворенных газов, главным образом метана. Степень газонасыщенности вод возрастает по мере удаления от контура артезианского бассейна к его центральным частям, причем со стороны восточного и южного обрамлений это нарастание газового фактора идет значительно медленнее (в 3—5 раз), чем с запада. Здесь на расстоянии 200—300 *км* от границ бассейна степень газонасыщенности достигает 2000—2500 *см*^{3}*/л*. Максимальная величина газонасыщенности, зафиксированная в низменности, равна 3000 *см*^{3}*/л* (район Увата).

Газовый фактор играет большую роль при оценке перспектив нефтегазоносности. Известно, что с увеличением содержания газа в водах повышается и его упругость ($P_г$). Если упругость больше гидростатического давления ($P_в$), то газ (метан) начинает выделяться в свободную фазу, образуя газовые залежи. Это обстоятельство позволило Н. Н. Ростовцеву рекомендовать использование упругости горючих газов в качестве поискового показателя (Ростовцев и Белякова, 1956). Позднее Н. Н. Ростовцевым совместно с Г. А. Толстиковым составлена карта изобар для Приуральской части низменности, позволяющая достаточно уверенно оценивать газоперспективность той или иной струк-

http://jurassic.ru/

туры (при соотношении $P_г \geqslant P_в$ структура считается газоносной). При составлении карты предполагалось, что упругость газа в центральной части бассейна достигнет 300 *атм* и выше. В настоящее время это положение подтверждается открытием газо-конденсатного месторождения в Усть-Сильге (северная часть Томской области) и нефтяного месторождения, видимо, с газовой шапкой, на Красноленинском поднятии. Давление газа в том и другом случае превышает 240 *атм.*

Наряду с метаном в составе растворенного газа в нефтяных водах рассматриваемых районов присутствуют его гомологи (этан, пропан, бутан и др.). Большинство исследователей считает эти тяжелые углеводороды надежным показателем нефтегазоносности. Действительно, тяжелые углеводороды связаны с нефтепроявлениями во всех нефтяных провинциях. Количество их в подземных водах при этом изменяется от десятых долей до целых процентов в зависимости от состава нефтей, степени сохранности залежей и других факторов.

На территории Березовско-Шаимского и Сургутско-Красноленинского районов количество тяжелых углеводородов в подземных водах в большинстве случаев изменяется от 1 до 2—3%. С приближением к нефтяным залежам содержание их повышается до 6—12%, а в водонефтяной скважине 11 (Шаим) оно равно 17%. Таким образом, на западном крыле Мулымьинской структуры с удалением от контура залежи на 8 *км* количество тяжелых углеводородов в составе газов вод падает от 17% в скв. 11 до 1—1,5% в скв. 13. На Чуэльском газовом месторождении сумма тяжелых углеводородов падает более резко. Если на контуре залежи количество тяжелых углеводородов составляет 2,8—3,1%, то с удалением на 300 *м* содержание их составляет 2,0%, а на 1 *км* 0,6%. Градиент в первом случае равен примерно 2, а во втором — 2,5% на 1 *км.*

В газах, растворенных в нефтяных и контактирующих с ними водах, обычно присутствуют этан, пропан, бутан, пентан и гексан. Более высокие соединения углерода в составе растворенных газов не определяются. В газовых залежах и в растворенном газе законтурных вод, окружающих такие залежи, пентан и гексан, как правило, отсутствуют.

Количество тяжелых углеводородов в попутных газах из нефтей достигает 50—60% их состава, а в газовых залежах всего 1—3%. Различный состав тяжелых углеводородов и их процентное соотношение в заведомо нефтяных и газовых районах может указывать в сочетании с другими показателями на перспективность той или иной площади на нефть или газ. В переходной зоне от газовых месторождений к нефтяным в составе газа должно возрастать содержание тяжелых углеводородов и появляться более высокие соединения углерода. В распределении тяжелых углеводородов в региональном плане наблюдается и другая закономерность, а именно: увеличение содержания их от окраин артезианского бассейна к внутренним его частям.

В составе растворенных газов нефтегазоносных районов практически отсутствуют углекислота и сероводород, которые, как известно, накапливаются в законтурных водах месторождений в результате окисления углеводородов или органического вещества. Количество углекислоты в большинстве случаев меньше 1%. Исключение представляет Шаимское месторождение нефти, где содержание ее с приближением к восточному крылу структуры повышается до 10%. Здесь развиты углекислые щелочные воды с высокой газонасыщенностью. Углекислый газ, по-видимому, связан не только с окислением нефти или органического вещества, но и, главным образом, с глубинными процессами, происходящими в фундаменте.

http://jurassic.ru/

Повышенное содержание биогенного азота и аммиака многими исследователями рассматривается как косвенный показатель нефтегазоносности. Известно, что присутствие биогенного азота указывает на интенсивность процессов преобразования органического вещества в прошлом, тогда как наличие аммиака характеризует сравнительно молодые и современные процессы. Анализ фактического материала показывает, что биогенный азот в подземных водах низменности содержится в количестве до 1—2% от общего объема газа. Аммиак в составе газа не определяется. О присутствии его можно судить лишь по наличию аммония в составе вод. Установлено, что аммиак хорошо растворяется в воде: при температуре 20° С в одном объеме воды растворяется до 700 объемов аммиака. Он активно вступает в реакцию с кислотами, образуя различные соли.

При растворении аммиака в воде получается неустойчивое соединение — гидрат окиси аммиака NH_4OH. При анализе воды почти всегда определяется ион NH_4. Содержание его в подземных водах продуктивных отложений низменности колеблется от нескольких до 20—30 *мг/л*. В отдельных районах (Шаимское и Чуэльское месторождения, Мало-Атлымская площадь, Уват-Тобольский район) концентрация аммония повышается до 60—70 *мг/л*. Интересно отметить, что для этих районов характерны повышенные температурные градиенты (5—6,5° С) и высокая битуминозность пород, что благоприятствует современным процессам преобразования органического вещества в нефть.

Краткий обзор гидрогеологических условий продуктивных отложений промышленных районов и показателей нефтегазоносности позволяет сделать некоторые выводы.

I. Гидрогеологические условия Березовско-Шаимского и особенно Сургутско-Красноленинского районов изучены еще недостаточно. Многие гидрогеологические параметры (дебиты, уровни, газовый фактор и др.) нередко отсутствуют или вызывают сомнение. Поэтому основной задачей дальнейших работ является повышение качества опробования водных скважин.

II. В условиях Западной Сибири к прямым показателям нефти и газа можно отнести:

1) тяжелые углеводороды, содержание которых в подземных водах должно быть выше фонового. В составе их должны присутствовать соединения углерода, содержащие шесть атомов и больше (для нефти);

2) нафтеновые кислоты; количество их в хлоркальциевых водах должно быть не ниже 1 *мг/л*, в гидрокарбонатнонатриевых 5—25 *мг/л*.

При поисках газовых залежей и залежей нефти с газовыми «шапками» прямыми показателями можно считать:

1) упругость горючих газов; при $P_г$ больше $P_в$ структура является перспективной;

2) углеводородный состав газа. Тяжелые углеводороды в этом случае должны содержать соединения углерода от двух до четырех атомов включительно; в переходной зоне от чистогазовых районов к нефтяным соединения углерода могут иметь более высокий порядок.

Косвенными показателями нефтегазоносности являются хлоркальциевые и гидрокарбонатнонатриевые воды с присутствующими в них йодом (5—30 *мг/л*), бромом (больше 30 *мг/л*), бором (больше 20 *мг/л*) и низкой сульфатностью (0—30 *мг/л*).

III. Благоприятным показателем сохранности углеводородов является степень гидрогеологической закрытости недр, выраженная отношением минерализации вод (в *мг/л*) к глубине их залегания (в *м*). В целом для Западно-Сибирского артезианского бассейна величина его

http://jurassic.ru/

изменяется в пределах от 1 до 30. Числовые значения этого показателя позволяют выделить:

1) зону активного водообмена (коэффициент закрытости от 1 до 5—7);

2) зону затрудненного водообмена (от 5—7 до 18—20);

3) зону относительно застойного режима (от 18—20 до 30).

В пределах первой зоны развиты открытые структуры, в последних двух — закрытые. Коэффициент закрытости в Березовско-Шаимском месторождении колеблется от 8 до 12, в Сургутско-Красноленинском от 7—10 до 17—22.

ГЕОТЕРМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ НИЗМЕННОСТИ

Первые геотермические построения для Западно-Сибирской низменности с геологическими целями выполнены Г. А. Черемейским в 1953—1954 гг.

На основании нового фактического материала Г. С. Крицук и Б. Э. Хесин в 1958 г. существенно дополнили построенную Г. А. Черемейским схему и сделали ряд ценных выводов о геотермическом режиме низменности и влиянии на него различных геологических факторов. На построенной Г. С. Крицуком и Б. Э. Хесиным карте видно закономерное увеличение значения геотермического градиента в направлении погружения фундамента — от обрамления к центру низменности. Авторами отмечается, что из большого числа фактов, определяющих геотермический режим покровных отложений платформенных областей, в Западной Сибири преобладают геотектонический и гидрогеологический; последний выражается в существенном влиянии активного движения холодных подземных вод из областей питания.

В последующие годы геотермический режим Западно-Сибирской низменности рассматривался в целом ряде работ (Рябухин, Нестеров, 1960; Торгованова и др., 1960; Кошляк, 1960, 1961; Маврицкий, 1959а, б; Розин, Никонов, 1958; Егоров, 1959). Г. Е. Рябухин и И. И. Нестеров (1960) впервые для низменности отметили изменение величины геотермического градиента (в сторону увеличения к своду) в пределах отдельных локальных структур.

В. Б. Торговановой и М. А. Помарнацким (1960) схема построена по значениям геотермических градиентов, рассчитанных по величине температур песчанистой пачки, залегающей на границе готерив-барремских и валанжинских отложений. Расчет величины геотермического градиента проводился по формуле

$$j=\frac{(T_н-t_h)\cdot 100}{H-h},$$

где j — геотермический градиент, °С/100 *м*;
T_H — температура на глубине замеров, °С;
t_h — среднегодовая температура воздуха, °С;
H — глубина замера, *м*;
h — глубина залегания нейтрального температурного слоя, *м*.

Следует отметить, что характеристика геотермического режима только по одиночному замеру для скважины до некоторой степени снижает ценность построений в региональном плане, поскольку целый ряд замеров может оказаться случайным и изменить действительную картину распределения тепловых полей.

В. А. Кошляком (1960, 1961) в качестве основного источника использованы результаты термокаротажа скважин, поэтому приводимые им величины градиентов значительно занижены и несопоставимы

http://jurassic.ru/

с данными замеров температур на глубине максимальными термометрами. В его работах отмечается зависимость величины геотермического градиента от глубины залегания и литологического состава пород фундамента.

С. В. Егоров (1959) по результатам изучения температурных условий недр южной части низменности отмечает возрастание значений градиентов к центру бассейна. Зону повышенных геотермических градиентов в этом районе (г. Павлодар) он связывает с подъемом палеозойского фундамента и зоной разломов. Б. Ф. Маврицкий (1959а, б) выделяет в разрезе мезо-кайнозойских отложений низменности шесть геотемпературных зон с разностью температур в зонах 25°. На основании анализа карт распределения этих зон по поверхности апт-сеноманских и юрских отложений и по поверхности доюрского фундамента, а также геотермических карт-срезов на различных глубинах автор приходит к выводу, что основное влияние на распределение температур внутри бассейна оказывает гидродинамический фактор.

Геотермические условия восточной части низменности освещены в работе А. А. Розина (1958). Выделенные им зоны по значениям геотермических градиентов в общих чертах довольно близки к выделяемым нами зонам.

К настоящему времени накопилось значительное количество новых данных по замерам температур максимальными термометрами (свыше 750 замеров). Качество замеров несколько улучшилось в связи с использованием герметичных гильз глубинных манометров, в которых термометр подпружинен, поэтому меньше подвергается действию ударов гильзы о стенки скважины.

Наиболее важным результатом работ последних лет по изучению геотермических условий низменности является усиление изученности центральных частей низменности. В связи с этим появилась возможность геотермических построений на более обширной территории, что позволяет до некоторой степени уточнить и детализировать результаты предыдущих работ. Для построения карты геотермических градиентов мезо-кайнозойских отложений Западно-Сибирской низменности использованы только результаты замеров температур на глубине максимальными ртутными термометрами (в отдельных случаях замеры электротермометром).

Систематическое занижение температур по термокаротажу в результате проведения работ в скважинах с неустановившимся тепловым режимом в связи с рядом других причин достаточно убедительно отражено в работах Г. А. Череменского, Б. Э. Хесина, Г. С. Крицука и др. Как показывают результаты вычисления геотермических градиентов, приведенные в работах В. А. Кошляка, для конкретных условий низменности величина градиентов, как правило, занижена по сравнению с результатами вычисления по данным максимальных термометров в 1,5—2 раза.

Следует отметить, что ошибка при термокаротаже не является систематической, т. е. учесть ее невозможно, так как в результате установления теплового режима в скважине происходит перераспределение температур в сторону увеличения в нижней части ствола скважины и понижения — в верхней.

Для построения карты вычислялся средний геотермический градиент по стволу скважины и группе скважин, пробуренных на одной площади. Несмотря на то, что данный способ вычисления градиентов дает некоторую ошибку за счет замены действительной кривой распределения температур по разрезу осредняющей прямой, он вполне приемлем для региональных мелкомасштабных построений, поскольку позво-

http://jurassic.ru/

ляет учесть наибольшее количество замеров, отбраковать аномальные величины и использовать скважины с единичными точечными замерами температур. Средняя арифметическая ошибка определения $Г_{ср}$ составляет $+0,17°$ С/100 *м* и колеблется от 0,05 до 0,7° С/100 *м*. В соот-

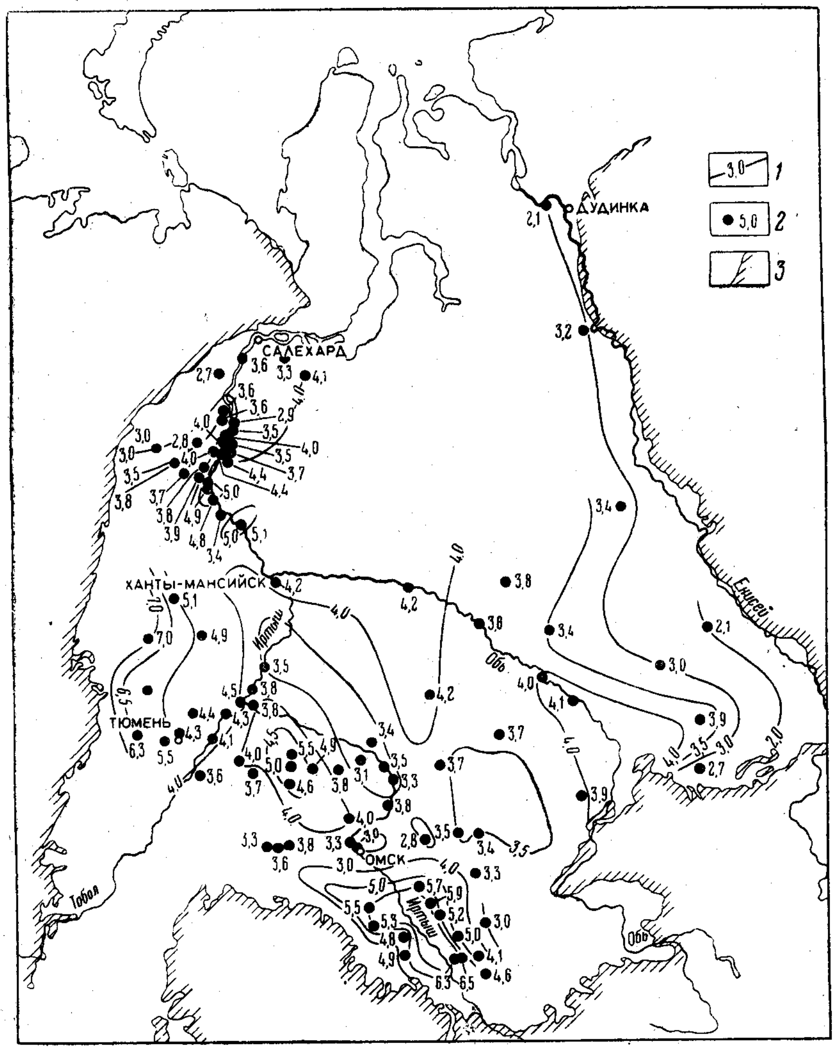


Рис. 41. Схематическая карта геотермических градиентов мезо-кайнозойских отложений Западно-Сибирской низменности. Составил Б. П. Ставицкий, 1962 г.

1 — изолинии геотермических градиентов; *2* — скважины с указанием значений геотермического градиента; *3* — обрамление низменности

ветствии с величиной ошибки определения $Г_{ср}$ сечение изолиний, равное 0,5° С/100 *м*, является несколько завышенным, но необходимым для обеспечения наглядности схемы.

Построенная на основании вычисленных градиентов схематическая карта геотермических градиентов (рис. 41) показывает, что от обрамления к центральной части низменности увеличение градиентов наблюдается лишь до некоторого предела. На величину геотермического градиента оказывает влияние целый ряд факторов, главными из которых

http://jurassic.ru/

являются: 1) строение и возраст фундамента, 2) глубина залегания фундамента, 3) гидрогеологические условия района.

Ниже рассмотрено влияние этих факторов на величину геотермических градиентов для различных районов низменности.

Строение и возраст фундамента. При построении карты методом интерполяции между отдельными точками была отмечена закономерная связь изменения теплового поля с районированием фундамента по магнитному и гравитационному полям. Наложение карты геотермических градиентов на карту строения фундамента показало существенное влияние на интенсивность теплового потока и соответственное изменение значений геотермических градиентов времени консолидации фундамента и наличие глубинных разломов.

Наибольшей интенсивностью теплового потока характеризуется, как правило, «молодой» фундамент. Так, максимальные значения геотермических градиентов, превышающие 5° С/100 *м*, отмечены на юге низменности (в районе г. Павлодара) и вдоль восточного склона Урала, где развиты герциниды и уралиды (поздние герциниды). Если повышенные значения градиентов на восточном склоне Урала еще можно объяснять отсутствием сосредоточенных потоков инфильтрующихся вод, как это сделано М. А. Помарнацким, то аномалию на юге низменности, где отложения существенно промыты мощным потоком инфильтрационных вод со стороны Алтая, можно объяснить только тепловой активностью герцинского фундамента.

Как правило, в районах развития фундамента, консолидация которого закончилась значительно раньше (каледониды, салаириды, архейские плиты), наблюдаются пониженные значения геотермических градиентов и тем меньшие, чем древнее фундамент. В результате существенного влияния строения фундамента на тепловой режим мезо-кайнозойских отложений в низменности выделяются отдельные районы с повышенными и пониженными значениями геотермических градиентов, но не наблюдается концентрического регионального изменения градиентов в определенном направлении, как это показывалось на всех предыдущих схемах.

Глубина залегания фундамента. Как неоднократно отмечалось предыдущими исследователями, более высокому положению фундамента соответствуют более высокие значения геотермических градиентов. Это положение, очевидно, не требует особого объяснения, поскольку является следствием различной теплопроводности пород кристаллического фундамента и осадочного чехла. Наиболее ярко выражено влияние глубины залегания фундамента на геотермический режим осадочного чехла на восточном склоне Урала.

Однако следует отметить, что влияние каждого фактора всегда необходимо рассматривать в совокупности с другими и классифицировать их по значимости. Так, на юго-востоке низменности, в районе Чулымо-Енисейской впадины, наблюдается обратная картина, что, по-видимому, следует связывать со значительным подтоком холодных инфильтрационных вод со стороны обрамления и постепенным их прогреванием по мере движения в более погруженную часть низменности.

Гидрогеологический фактор. Влияние охлаждающего потока вод со стороны Чулымо-Енисейского обрамления, отмечаемое всеми исследователями, показано выше. Следует указать также на повышенные значения геотермических градиентов в районе бессточных озерных котловин вдоль Казахского обрамления, что можно связывать с разгрузкой нагретых вод нижних горизонтов в районе этих озер, как неоднократно отмечалось С. В. Егоровым.

http://jurassic.ru/

По величине геотермических градиентов территорию Западно-Сибирской низменности можно разделить на ряд районов.

1. Район Чулымо-Енисейского обрамления. В основании осадочного чехла залегают салаириды. Геотермические градиенты изменяются от 2,0 до 3,9° С/100 *м;* наблюдается увеличение их значений от краевых к центральным частям района. Существенное влияние на геотермический режим недр оказал современный промыв, начавшийся в юрское время и продолжающийся до сих пор.

2. Колпашево-Нарымский район. Фундамент герцинской консолидации. Характеризуется несколько повышенными значениями геотермических градиентов 4,0—4,1° С/100 *м.* Влияние гидрогеологических факторов незначительно и только в верхних горизонтах (выше куломзинского водоупора) оно усиливается.

3. Район Убинского массива. Величина геотермических градиентов составляет 3,4—3,7° С/100 *м,* что обусловливается строением фундамента и большой мощностью осадочного покрова.

4. Район южного обрамления. Расположен в зоне герцинского основания, залегающего на небольшой глубине. Характеризуется аномально высокими значениями геотермических градиентов. Район хорошо промывается. Местная область разгрузки — район бессточных озерных котловин — характеризуется также повышенными значениями градиентов (4,9—5,5° С/100 *м*).

5. Район восточного склона Урала (включая Березовский район). Значения геотермических градиентов 4,0—8,0° С/100 *м.* С погружением фундамента (представленного уралидами) они уменьшаются. Севернее Березово заметно влияние промыва со стороны Мужинского Урала и, возможно, снижение градиентов за счет появления многолетней мерзлоты.

6. Район центральной части низменности. Здесь выделяются две зоны: юго-западная (Тобольск, Каргалы, Озерное) с герцинским основанием и северо-восточная (Уват, Муромцево), где в основании залегают салаириды. Первая зона характеризуется значениями геотермического градиента 3,8—5,5° С/100 *м,* вторая 3,1—3,5° С/100 *м.* Еще далее на северо-восток опять намечается некоторое повышение геотермического градиента до 4,2° С/100 *м*; эта зона оконтурена изотермой 4,0.

Приведенная характеристика позволяет отнести территорию Западно-Сибирской низменности к высокотемпературным областям. Абсолютные значения температур в недрах низменности достигают 100—115° С, иногда 130—150° С, а температура воды на устье скважин при самоизливах в отдельных случаях составляет 60—65° С. Поэтому необходимы специальные исследования возможности практического использования термальных вод этого региона.

---

14 Зак. 1106

http://jurassic.ru/

Глава четвертая

УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ НИЗМЕННОСТИ

Выяснение условий формирования нефтяных и газовых месторождений является одной из основных проблем, решение которой позволит более эффективно вести поисковые и разведочные работы. В настоящее время уже накопился достаточный фактический материал, позволяющий установить некоторые закономерности формирования нефтяных и газовых залежей Западно-Сибирской низменности.

Отдельные вопросы этой проблемы уже рассматривались при описании закономерностей изменения химического состава нефтей. В настоящей главе материалы по химизму нефтей дополняются данными о распределении органического вещества и битумов по разрезу мезозойских и кайнозойских пород, об условиях преобразования их и описанием гидрогеологических и геологических условий, способствовавших формированию и сохранению залежей нефти и газа. Все приведенные ниже материалы указывают на тесную связь нефтей и газов с рассеянным органическим веществом осадочных пород мезо-кайнозойского платформенного чехла, поэтому условия формирования нефтяных и газовых месторождений рассматриваются с позиции органического синтеза углеводородов.

Однако и между сторонниками органического синтеза углеводородов по отдельным вопросам имеются существенные расхождения. По-разному оценивается роль различных литологических типов пород в процессе образования нефти и газов, нет единого мнения о механизме первичной миграции флюидов и о масштабах перемещения их как внутри продуктивных пластов и толщ, так и по вертикали. Спорным остается вопрос о времени начала и завершения процесса нефтегазообразования и некоторые другие. Поэтому часть выводов, изложенных в настоящей главе, является условной.

ИЗМЕНЕНИЕ СОДЕРЖАНИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА И БИТУМОВ ПО РАЗРЕЗУ МЕЗОЗОЙСКИХ И КАЙНОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ

Среднее содержание органического углерода для всей толщи пород мезозоя и кайнозоя Западно-Сибирской низменности близко к кларковому и равно 0,983%. Максимальное содержание его (1,31—2,70%) приурочено к юрским отложениям марьяновской свиты и заводоуковской серии (см. табл. 11); высокое содержание органического углерода отмечается также в континентальных, местами угленосных осадках бурлинской и некрасовской серий* (1,43%) и в морских осадках кузнецовской свиты (1,15%). Минимальное количество органического углерода приурочено к морским осадкам тарской свиты (0,45%). В остальных стратиграфических комплексах среднее содержание органического углерода колеблется от 0,60 до 0,94%.

---

* Бурлинская серия — таволжанская, павлодарская, кустанайская свиты (неоген), некрасовская серия — атлымская, ново-михайловская, знаменская свиты (олигоцен). — *Прим. ред.*

http://jurassic.ru/

Намечается некоторая связь содержания органического углерода с определенными одновозрастными фациальными типами осадков. В пестроцветных породах лагунных фаций (киялинская, илекская свиты) содержание органического углерода в среднем не превышает 0,35%. По направлению к области развития вартовской, леушинской и фроловской свит, представленных прибрежно-морскими и морскими осадками, количество органического углерода увеличивается до 0,6—1,5%.

Некоторые исследователи (Назаркин, 1960) склонны объяснять повышенное содержание органического углерода в породах баженовской пачки и тутлеймской свиты длительностью накопления этих осадков при малой их мощности (30—50 *м*). Действительно, в Большереченской опорной скважине, как показывает фауна аммонитов, возраст баженовской пачки отвечает почти всей верхнеюрской эпохе. Однако делать такой вывод для всей территории было бы ошибкой. В западной части низменности породы тутлеймской свиты содержат также до 10% органического углерода, хотя по возрасту соответствуют только низам валанжина. Здесь при мощности тутлеймской свиты 30—50 *м* содержание органического углерода соизмеримо с количеством его в породах баженовской пачки разреза Большереченской опорной скважины, а длительность накопления осадков почти в 10 раз меньше. Этот факт указывает, что в период накопления отложений тутлеймской и марьяновской свит существовали благоприятные фациальные условия, способствовавшие накоплению и сохранению органического вещества в повышенных количествах. Детальный сравнительный анализ содержания органического углерода в песчаных и глинистых породах указывает на наличие определенной закономерности в распределении органического углерода по типам пород в разрезе мезозоя и кайнозоя низменности.

Эта закономерность обобщена в графиках соотношения содержания органического углерода в одновозрастных глинистых и песчаных породах (рис. 42). Графики строились следующим образом. По каждой скважине подсчитывались средние содержания органического углерода в песчаных и глинистых породах по свитам и толщам, и данные наносились на графики. Количество точек — это число использованных разрезов по данной свите или толще. После нанесения всех точек проводилась усредненная линия соотношения содержания $C_{орг}$ в песчаниках по сравнению с глинами. Для удобства сопоставления графиков по разным толщам под углом 45° к оси абсцисс нанесена средняя линия, отвечающая равному содержанию органического углерода в песчаниках и глинистых породах.

В континентальных отложениях некрасовской, бурлинской серий и в четвертичных осадках количество рассеянного органического углерода в среднем в песчаных разностях пород больше, чем в глинистых (см. рис. 42, *а*), примерно в 2—2,5 раза.

В морских палеогеновых и верхнемеловых осадках (см. рис. 42), так же как и в вышележащих континентальных породах, количество органического углерода в песчаниках несколько больше, чем в глинах. При содержании менее 1,0% количество органического углерода в песчаниках примерно в 1,1—1,3 раза больше, чем в глинах; при содержании больше 1,0% количество органического углерода в тех и других породах примерно одинаковое.

Анализируя закономерность содержания органического углерода (см. рис. 42, *а, б*), видим, что сравнительно с четвертичными и третичными континентальными отложениями прямая отношения для осадков верхнего мела и палеогена сместилась по направлению к линии равного

http://jurassic.ru/

содержания органического углерода в песчаниках и глинах. Для нижележащих отложений это смещение в сторону горизонтальной оси возрастает с увеличением глубины залегания и возраста осадков. По-види-

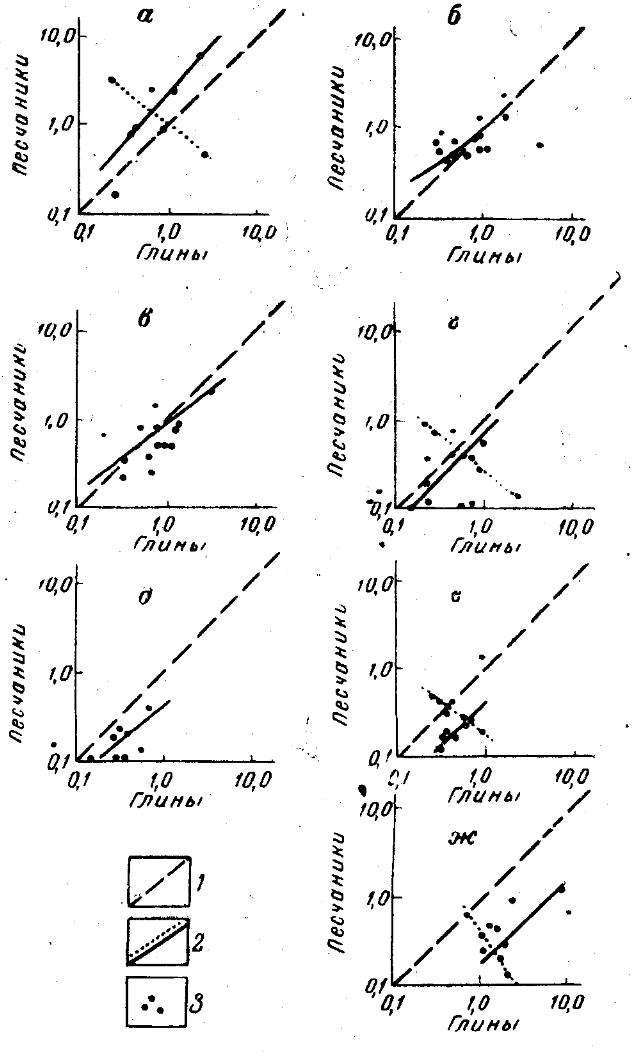


Рис. 42. Графики соотношения содержания $C_{орг}$ в одновозрастных глинистых и песчаных породах платформенного чехла Западно-Сибирской низменности. Составил И. И. Нестеров, 1962 г.

а — континентальные отложения бурлинской, некрасовской серий и четвертичные; *б* — морские отложения верхнего мела и палеогена; *в*—континентальные отложения покурской свиты; *г*—лагунные и прибрежноморские отложения киялинской и вартовской свит; *д* — морские отложения тарской свиты; *е* — морские отложения куломзинской свиты; *ж* — континентальные отложения тюменской свиты. *1* — линия равного содержания $C_{орг}$ в песчаных и глинистых породах; *2* — линии соотношения содержаний $C_{орг}$ в песчаных и глинистых породах по отдельным стратиграфическим подразделениям; *3* — величины соотношений в скважинах, вычисленные по среднеарифметическим значениям содержания $C_{орг}$ в отдельных свитах и пачках

мому, смещение прямой соотношения к оси глин не случайное явление. По мнению И. И. Нестерова, оно отражает степень преобразования захороненного рассеянного органического вещества. Количественно

http://jurassic.ru/

величину измененности органического вещества он предложил выразить через отношение содержания органического углерода в глинах к содержанию $C_{орг}$ в песчаниках, назвав его коэффициентом дефицита органического вещества в песчаниках. При преобладании органического углерода в песчаниках этот коэффициент будет иметь величину меньше единицы, а при преобладании $C_{орг}$ в глинистых породах — больше единицы. Чем больше величина коэффициента, тем больше дефицит органического вещества в песчаниках по сравнению с глинистыми породами. Для четвертичных осадков и пород бурлинской и некрасовской серий коэффициент дефицита органического вещества равен 0,4—0,5, для пород верхнего мела и морского палеогена 0,45—0,9.

В континентальных отложениях покурской свиты количество $C_{орг}$ в глинистых породах несколько больше, чем в песчаниках. При содержании $C_{орг}$ в породах менее 1,0% отмечается некоторое обогащение им песчаников сравнительно с глинистыми осадками. Коэффициент дефицита органического вещества пород покурской свиты равен 0,9—1,1.

В лагунных и прибрежно-морских осадках киялинского горизонта содержание $C_{орг}$ в глинах заметно большее, чем в песчаниках. Коэффициент дефицита органического вещества равен 1,4—1,5. На графике отношения $C_{орг}$ в песчаниках и глинах (см. рис. 42) отмечается некоторая концентрация точек в направлении, перпендикулярном линии среднего содержания $C_{орг}$ (точечная линия). Одним из вариантов объяснения такого расположения точек является предположение о возможности миграции органического вещества из некоторых глинистых пластов в песчаные.

В морских отложениях тарской свиты содержание $C_{орг}$ в глинах больше, чем в песчаниках. Коэффициент дефицита органического вещества равен 2—2,2. В морских отложениях куломзинской свиты содержание органического вещества в глинах также больше, чем в песчаниках, и коэффициент дефицита органического вещества равен 2,7—2,8.

Для пород марьяновской свиты данных нет.

В отложениях заводоуковской серии содержание $C_{орг}$ в глинах значительно большее, чем в песчаниках. Коэффициент дефицита органического вещества равен 3—5. Кроме того, наблюдается довольно отчетливо выраженная поперечная концентрация точек, очевидно, связанная, как уже отмечалось, с наличием миграции органического вещества из глинистых пород в песчаные. (Это заключение не разделяет Н. Н. Ростовцев).

В результате изучения содержания $C_{орг}$ в глинистых и песчаных породах чехла центральных районов низменности вниз по разрезу выявляется относительное снижение содержания органического углерода в песчаниках сравнительно с глинистыми породами. Коэффициент дефицита органического вещества от 0,4 в четвертичных и палеоген-неогеновых осадках увеличивается до 4—5 в юрских отложениях.

Отмеченное явление, по-видимому, обусловлено двумя основными причинами: более быстрым преобразованием исходного органического вещества в углеводороды в песчаных породах по сравнению с глинистыми и наличием в песчаных породах более благоприятных условий для эмиграции образовавшихся углеводородов, а также для разрушения их.

По мнению Ф. Г. Гурари, придерживающегося взглядов В. А. Успенского и Н. Б. Вассоевича, в юрско-неокомских отложениях, находящихся в основном в зоне катагенеза, длительное время идет активный процесс отщепления миграционноспособных углеводородов и аккумуляции их в залежи. Естественно, что в хорошо проницаемых песчано-

http://jurassic.ru/

алевритовых породах вне структурных ловушек не должно сохраняться значительных количеств углеводородов, как поступивших в них из глин, так и возникших в самих пластах. В более молодых отложениях эти процессы слабоактивны и не привели к заметному нарушению первичного баланса $C_{орг}$.

Выше уже отмечалось, что среднее содержание органического углерода на всю толщу пород мезозоя и кайнозоя Западно-Сибирской низменности мало превышает кларк. Тем не менее, абсолютные массы захороненного рассеянного органического вещества огромны. В табл. 10 приведены объемы содержания органического углерода в различных стратиграфических интервалах мезо-кайнозойского разреза низменности. Общее современное содержание органического углерода, рассеянного в породах платформенного чехла, равно примерно 50 тыс. *км*³.

При изучении битумов использовались в основном хлороформенные экстракты, которые характеризуют наиболее восстановленную часть рассеянного органического вещества. Цифровые значения содержания хлороформенных битумов в породах зависят от метода исследования. При массовых люминесцентных определениях измельченный образец породы экстрагируется холодным хлороформом в течение суток. В аппаратах Сокслета битум экстрагируют иногда в течение нескольких месяцев до «полного» извлечения, при данной степени измельченности образца. Естественно, что результаты этих двух видов анализа отличаются друг от друга.

Для разрезов Сургутской и Ново-Васюганской опорных скважин И. И. Нестеровым построены графики сопоставления данных люминесценции и экстракции (рис. 43). Для каждой пачки или свиты подсчитывались среднеарифметические значения определений хлороформенных битумов по данным люминесценции и «полной» экстракции отдельно для разных типов пород. Затем для каждой свиты, толщи или пачки подсчитывался коэффициент извлекаемости битумов, равный отношению средних значений по люминесценции к средним значениям «полной» экстракции. По разрезу Сургутской и Ново-Васюганской опорных скважин величина коэффициента извлечения закономерно меняется от 0,04—0,06 до 0,4—0,5, увеличиваясь вниз по разрезу. Для третичных и верхнемеловых пород коэффициент извлечения не превышает 0,1, а для нижнемеловых и юрских увеличивается до 0,5. Такое изменение коэффициента извлечения отражает, по мнению И. И. Нестерова, степень связанности битумов с породой. В третичных и верхнемеловых породах хлороформенные битумы более прочно связаны с породой, чем в нижнемеловых и юрских осадках.

Таким образом, для одновозрастных осадков разница в определении битумов при люминесценции и «полной» экстракции может быть значительной, но более или менее постоянной. Поэтому карты изменения содержания битумов, построенные для одновозрастных толщ по данным «полной» экстракции и люминесценции, по конфигурации изолиний очень близки.

Содержание хлороформенных битумов в породах платформенного чехла Западно-Сибирской плиты колеблется в широких пределах — от 0,0030 до 0,165% (среднее 0,0219%) по данным люминесценции и от 0,0025 до 0,360% (среднее 0,178%) по данным «полной» экстракции. Максимальное количество хлороформенных битумов содержится в юрских породах (см. табл. 10), минимальное — в четвертичных осадках. Отчетливо выявляется более высокое (больше чем в 10 раз) содержание битумов в породах куломзинской и особенно марьяновской свит и в отложениях заводоуковской серии по сравнению с вышележащим разрезом. В табл. 10 приведены цифры содержания хлороформенных

http://jurassic.ru/

битумов в различных стратиграфических толщах в физическом выражении. Общее современное количество хлороформенных битумов по данным люминесценции в породах платформенного чехла примерно равно 1350 *км*^{3}, а по данным «полной» экстракции — около 3600 *км*^{3}. Для верхнемеловых палеоген-неогеновых и четвертичных осадков эти

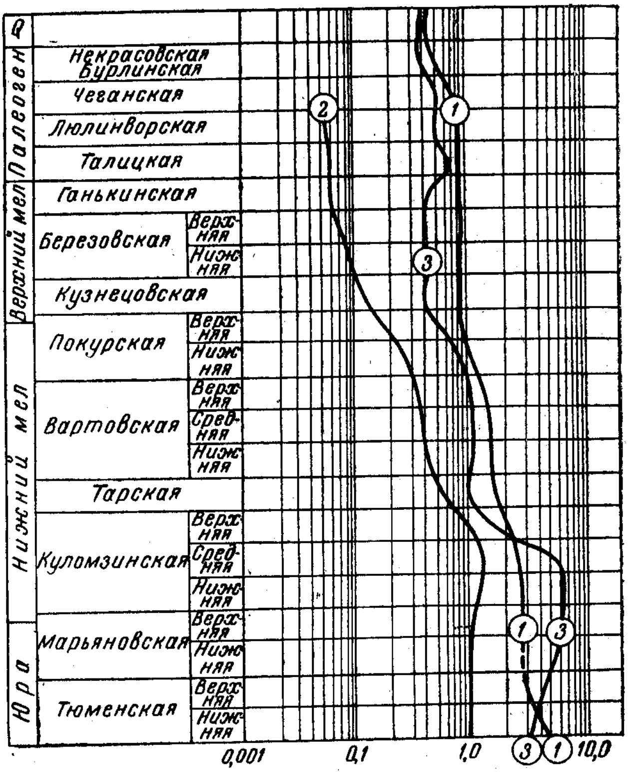


Рис. 43. Графики изменения некоторых свойств рассеянного органического вещества и битумов по разрезу кайнозойских и мезозойских отложений Западно-Сибирской низменности. Составил И. И. Нестеров, 1962 г.

1 — коэффициент дефицита органического вещества; *2* — коэффициент извлекаемости хлороформенных битумов; *3*—битумоидный коэффициент

цифры ввиду недостаточного количества анализов являются весьма условными.

Четкой прямой связи между содержаниями в породах $C_{орг}$ и хлороформенных битумов по разрезу мезо-кайнозойских отложений не наблюдается. Однако заметно повышение количества хлороформенных битумов в породах толщ, наиболее богатых $C_{орг}$ (см. табл. 10). При содержании $C_{орг}$ до 5% количество хлороформенных битумов в породе изменяется от 0,001 до 0,15%. При содержании $C_{орг}$ более 10% количество хлороформенных битумов увеличивается от 0,2 до 2%.

Для одновозрастных толщ Ф. Г. Гурари (1959, 1961) установлена закономерность увеличения количества органического углерода и хлороформенных битумов в породах по направлению к центральным частям низменности. К. А. Черниковым и Н. П. Запиваловым (1959) подмечена та же закономерность в изменении величины восстановительной емкости, определенной по методике И. А. Юркевича. Намеча-

http://jurassic.ru/

Таблица 10

Содержание органического углерода и хлороформенных битумов в отложениях платформенного чехла Западно-Сибирской плиты

	J_{1-3}	$J_3 - Cr_1V$	Cr_1V	$Cr_1h - b$	$Cr_1ap\text{-}al - Cr_2cm$	$Cr_2 - Pg_3$	$Pg_3 - N$	Q
Площадь, тыс. *км*²	1920,0	1970,0	2140,0	2290,0	24,30	2520,0	1500,0 (?)	3400,0
Средняя мощность, *км*	0,4	0,15	0,3	0,36	0,53	0,48	0,17	0,05
Объем осадков, тыс. *км*³	770,0	296,0	640,0	825,0	1290	1210,0	150,0 (?)	170,0
Содержание $C_{орг}$								
%	1,31	2,70	0,705	0,63	0,92	0,795	1,43	0,78
тыс. *км*³	10,1	8,0	4,5	5,2	11,9	9,6	2,14 (?)	1,33
Длительность, млн. лет	14,0	15,0	3,0	12,0	22 (?)	54,0	29,0	1,0
Накопление $C_{орг}$ в 1 млн. лет, тыс. *км*³	0,720	0,534	1,500	0,434	0,540	1,180	0,074 (?)	1,330
Содержание хлороформенных битумов в породе по данным люминесценции								
%	0,0505	0,165	0,0394	0,0069	0,0077	0,00383	0,0052	0,0030
тыс. *км*³	0,388	0,483	0,252	0,057	0,0995	0,0464	0,0078	0,0051
То же по данным экстракции								
%	0,191	0,360	0,064	0,0108	0,0171	0,0149 (?)	0,1003 (?)	0,0035 (?)
тыс. *км*³	1,470	1,065	0,4096	0,089	0,220	0,170	0,151	0,006

http://jurassic.ru/

ется зависимость между количественным содержанием битумов в породах и современным распределением в них нефтяных и газовых месторождений. При этом возникает вопрос, имеется ли связь между современным количественным содержанием битумов или органического углерода в породах с нефтепроизводящими свойствами этих пород? По этому поводу существуют различные точки зрения. П. Д. Траск и Г. У. Патнод еще в 1942 г. утверждали, что различия в содержании органического вещества в породе мало сказываются на ее способности производить углеводороды. На этих же позициях стоят некоторые отечественные ученые (Андреев и др., 1958; Неручев, 1962). В то же время Д. В. Жабрев (1960) показал, что в Азербайджане все нефтяные месторождения приурочены к свитам, обогащенным $C_{орг}$. Свиты, бедные органическим веществом, месторождений нефти не содержат. Н. Б. Вассоевич (1958, 1959) признавал превышение содержания $C_{орг}$ над кларком одним из свойств нефтематеринских пород.

Материалы по Западно-Сибирской низменности также выявляют прямую связь между содержанием органического вещества в породах и их нефтегазоносностью. Оценивать перспективы нефтеносности толщ, основываясь на содержании в них органического вещества и битумов, в отрыве от других факторов, влияющих на формирование нефтяных и газовых месторождений, конечно, нельзя. Совершенно очевидно, что если какая-либо толща имеет повышенную битуминозность, но не содержит коллекторов, то она не может рассматриваться в качестве перспективной для поисков нефти. С другой стороны, если в другой толще, характеризующейся меньшим содержанием органического вещества и битумов, имеются хорошие коллекторы, а также благоприятные геологические, геохимические, гидрогеологические и другие условия, то она является более перспективной. Иначе говоря, перспективы нефтегазоносности определяются комплексом показателей: геологических, гидрогеологических, геохимических, наличием коллекторов, восстановленностью органического вещества, степенью его метаморфизма и др. (Вассоевич, 1958, 1959; Неручев, 1962 и др.). При прочих равных условиях толщи с повышенной битуминозностью являются более благоприятными для образования и скопления нефтяных и газовых залежей.

Для пород заводоуковской серии центральных районов низменности зона с повышенным содержанием битумов совпадает по площади с областью устойчивого погружения, где господствовали восстановительные условия в период диагенеза и эпигенеза. Здесь же имеются прослои песчаников, правда, с плохими коллекторскими свойствами. К этой зоне приурочены многочисленные нефтепроявления. Несомненно, если в центральных частях низменности в разрезе заводоуковской серии будут найдены хорошо проницаемые породы, в них следует ожидать наличия крупных скоплений нефти и газа (Ростовцев и Симоненко, 1959; Гурари, 1961, 1962а). Для заводоуковской серии пород отмечается прямая связь между количеством битумов в породах и нефтепроявлениями. Аналогичная закономерность установлена для пород полудинской серии. В марьяновской свите максимальное количество органического вещества и битумов приурочено к центральным районам низменности. Здесь же известны многочисленные непромышленные залежи нефти в песчаниках барабинской и локосовской пачек, непосредственно подстилающих марьяновские аргиллиты. Отсутствие промышленных месторождений объясняется плохим качеством коллекторов. Газовые месторождения Березовского района расположены в краевой части области повышенной битуминозности марьяновской свиты.

http://jurassic.ru/

Отсутствие нефтепроявлений в южной части низменности, где битуминозность пород почти такая же, как и в Березовском районе, пока еще достаточно не объяснено. Возможно, это связано с наличием древнего промыва пресными водами песчаников барабинской пачки со стороны Алтайского обрамления низменности. Характерно, что площадь повышенной битуминозности марьяновской свиты значительно больше, чем в отложениях заводоуковской серии.

В неокомских породах область повышенного содержания органического углерода и битумов расположена главным образом на западе и северо-западе низменности и в районе Ханты-Мансийска (для готерив-баррема), а основные нефтяные месторождения несколько смещены к востоку в центральную часть. Однако, если учесть такие факторы, как степень метаморфизма органического вещества, наличие коллекторов, глубину залегания и др., то это расхождение легко объясняется. В районе Ханты-Мансийска в зоне с повышенным содержанием органического вещества отсутствуют проницаемые породы, хотя другие факторы благоприятны. В северо-западной части низменности имеются породы с хорошими коллекторскими свойствами, но степень метаморфизма органического вещества низкая. Тем не менее, здесь имеется несколько небольших газовых залежей в отложениях готерив-баррема. В центральной части низменности, где появляются песчаники с хорошими коллекторскими свойствами, а органическое вещество обладает высокой степенью восстановленности и метаморфизма, присутствуют и нефтяные месторождения.

При исследовании хлороформенных битумов большое значение имеет изучение величины отношения количества хлороформенных битумов к $C_{орг}$. Это отношение, которое Н. Б. Вассоевич (1958) назвал битумоидным коэффициентом, в известной мере характеризует степень восстановленности рассеянного органического вещества. Значения битумоидного коэффициента для различных толщ мезозойских и кайнозойских осадков низменности приведены в табл. 11. Из таблицы видно, что величина этого коэффициента закономерно увеличивается вниз по разрезу. Для палеоген-неогеновых и верхнемеловых отложений битумоидный коэффициент изменяется в пределах 0,363—0,545% (по данным люминесценции; данные «полной» экстракции неточны ввиду небольшого количества образцов). Исключение составляют лишь осадки талицкой свиты. Ниже, начиная с покурской свиты, степень восстановленности органического вещества резко увеличивается: до 0,83—6,69% по данным люминесценции и до 1,7—14,6% по данным «полной» экстракции. К аналогичным выводам пришел В. Ф. Никонов. Еще более интересные выводы получаются, если анализировать изменение величины битумоидного коэффициента раздельно в глинистых и песчаных породах. Выше уже отмечалось, что битумоидный коэффициент резко увеличивается вниз по разрезу, начиная с пород покурской свиты. Отсюда же отмечаются и различия его в глинистых и песчаных породах. В третичных и верхнемеловых отложениях величина битумоидного коэффициента в глинистых осадках, как правило, выше, чем в песчаных. Начиная с покурской свиты и ниже, до подошвы мезо-кайнозойского чехла, в песчаниках битумоидный коэффициент увеличивается и становится больше, чем в глинистых породах. Увеличение степени восстановленности органического вещества в песчаниках по сравнению с одновозрастными глинами в осадках нижнего мела и юры, по-видимому, указывает на следы миграции углеводородов.

Пласты песчаников с повышенным значением коэффициента можно рассматривать как потенциально промышленно нефтеносные на большой площади. Например, по разрезу Сургутской опорной скважины

http://jurassic.ru/

Таблица 11

Средние содержания органического углерода и хлороформенных битумов в породах мезозойской и кайнозойской групп Западно-Сибирской низменности

Серии, горизонты, свиты	Геологический возраст	Органический углерод		Данные люминесценции			Данные экстракции		
				Хлороформенный битум, в % на породу		Хлороформенный битум, в % на $C_{орг}$	Хлороформенный битум, в % на породу		Хлороформенный битум, в % на $C_{орг}$
		количество образцов	содержание, в % на породу	количество образцов	содержание		количество образцов	содержание	
Четвертичные	Q	107	0,78	109	0,0030	0,385	4	0,00347*	0,4
Бурлинская — некрасовская	Pg_{2+3} — N	257	1,43	674	0,0052	0,3[illegible]3	4	0,1003*	7,0
Чеганский	Pg_{2-3}	207	0,68	267	0,0037	0,545	8	0,0228*	3,3
Люлинворский	Pg_2	214	0,60	327	0,00308	0,513	14	0,02508*	4,1
Талицкий	Pg_1	119	0,94	171	0,0074	0,786	12	0,0184*	1,9
Ганькинский	$Cr_2m + d$	240	0,75	405	0,0030	0,400	16	0,0177*	2,3
Березовский	Cr_2t — cp	332	0,87	631	0,0037	0,426	18	0,0039*	0,4
Кузнецовский	Cr_2t	96	1,15	149	0,0045	0,391	5	0,0025*	0,1
Покурская	$Cr_1ap + al + Cr_2cm$	1 916	0,92	4 238	0,0077	0,836	133	0,0171*	1,8
Киялинский	$Cr_1h + b$	1 459	0,63	2 303	0,0069	1,095	59	0,0108*	1,7
Тарская	Cr_1V_3	258	0,45	375	0,0040	0,890	28	0,0142	3,14
Куломзинская	Cr_1V	960	0,77	1 100	0,0515	6,690	116	0,076	9,9
Марьяновская	$J_3 — Cr_1V$	429	2,70	463	0,165	6,10	321	0,360	13,3
Заводоуковская	$J_1 — J_3cl$	1 164	1,31	1 789	0,0505	3,86	185	0,191	14,6
Средние данные по разрезу		7 758	0,983	13 001	0,0219	223	923	0,178	11,5**

* Анализы только по центральной части низменности.
** Подсчитано исходя из среднего содержания $C_{орг}$ для 923 образцов, равного 1,55%.

http://jurassic.ru/

в отдельных песчаных пластах содержание хлороформенных битумов в органическом веществе достигает 12—18%. В этой скважине в отложениях тюменской свиты в песчаниках из интервалов 3010—3020 и 2960—2969 *м* содержание хлороформенных битумов в органическом веществе равно 7—19%. При испытании этих пластов получены признаки нефти. В этой же скважине в вартовской свите в интервалах 2156—2152 и 2132—2133 *м* количество хлороформенного битума в органическом веществе соответственно равно 14,9 и 12,2%. Указанные интервалы соответствуют пластам IX и X, которые промышленно нефтеносны на Усть-Балыкской площади.

Вышеприведенный обзор исследований органического углерода и битумов по разрезу мезозойских и кайнозойских пород Западно-Сибирской низменности позволяет сделать следующие выводы.

1. Содержание органического вещества и битумов в породах вниз по разрезу мезо-кайнозойского чехла в общем увеличивается, но изменяется не равномерно, а скачками. Наибольшее содержание $C_{орг}$ и хлороформенного битума установлено в юрских отложениях.

2. Содержание хлороформенных битумов в органическом веществе также в общем возрастает вниз по разрезу, однако не имеет прямой связи с содержанием $C_{орг}$ в породе, что уже отмечалось для других регионов В. А. Успенским (1947, 1962) и Н. Б. Вассоевичем (1958).

3. Степень измененности органического вещества достаточно четко характеризуется коэффициентом дефицита органического вещества в песчаниках, коэффициентом извлекаемости битумов и битумоидным коэффициентом. Все эти коэффициенты закономерно возрастают с увеличением глубины залегания и возраста пород.

ПРЕОБРАЗОВАНИЕ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА И БИТУМОВ В ОТЛОЖЕНИЯХ ПЛАТФОРМЕННОГО ЧЕХЛА ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ НИЗМЕННОСТИ

Отмеченные в предыдущем разделе закономерности в изменении органического вещества и битумов связаны с изменением внутренней структуры и химического состава. Нарастание определенных показателей вниз по разрезу указывает, что качественное изменение органического вещества усиливается с глубиной залегания пород.

По величинам коэффициента дефицита органического вещества в песчаниках, коэффициента извлекаемости битумов и битумоидного коэффициента в разрезе платформенных отложений Западно-Сибирской низменности выделяется несколько стадий (см. рис. 43) изменения количественных значений коэффициентов. Границы различных стадий проводятся по подошвам некрасовской серии, кузнецовской и тарской свит.

В пределах этих границ очень важно установить изменения во внутренней структуре и химическом составе органического вещества битумов. К сожалению, для детальной характеристики каждой стадии фактического материала недостаточно. В Западно-Сибирской низменности до последнего времени основное внимание уделялось изучению юрских пород, в меньшей степени неокомских, слабо охарактеризованы химическими анализами верхнемеловые, третичные и четвертичные отложения. Поэтому выводы по изменению химического состава являются предварительными.

Бóльшую часть современного рассеянного органического вещества составляет вещество, не растворимое в хлороформе и спирто-бензоле (90—99% органической массы). Оно исследовалось только в отложениях нижнего мела и юры. По элементарному составу остаточное орга-

http://jurassic.ru/

ническое вещество этих отложений близко к элементарному составу гумусовых углей.

В отложениях тюменской свиты исследовались угли и аргиллиты, для которых намечается изменение элементарного состава от окраин низменности к центру. На восточной окраине низменности в районе Белогорской опорной скважины и в пределах Итатского и Тисельского буроугольных месторождений отложения тюменской свиты накапливались в резко окислительных условиях. Соответственно элементарный состав углей из разрезов этих участков характеризуется наибольшим количеством гетерогенных соединений (16—28%) и минимальным содержанием углерода (менее 70%) и водорода (менее 6%). По направлению к центру низменности, где тюменская свита характеризуется восстановительными условиями осадконакопления и диагенеза, количество гетеросоединений уменьшается до 12%, а количество углерода увеличивается до 84,2% (Назино, скв. 1-Р).

В отложениях марьяновской свиты исследовались аргиллиты. По элементарному составу остаточное органическое вещество пород марьяновской свиты отличается от осадков тюменской свиты более высоким содержанием водорода. Повышенным содержанием (27%) гетерогенных соединений обладают образцы из Барабинской опорной и Саргатской 4-Р скважин.

Для элементарного состава остаточного органического вещества в породах неокома и тюменской свиты характерно низкое содержание водорода. Из покурской свиты имеется лишь один анализ угля, элементарный состав которого сходен с составом остаточного органического вещества неокомских осадков, отличаясь от него высоким содержанием серы (15,9%).

Небольшое количество анализов не позволяет сделать какие-либо определенные выводы по изменению элементарного состава остаточного органического вещества из пород юры и неокома. Можно лишь наметить следующие положения:

1. Независимо от типа пород для одновозрастных осадков в районах с окислительными условиями в остаточном органическом веществе находится повышенное количество гетеросоединений. По направлению к участкам с более восстановительными условиями среды количество гетеросоединений уменьшается, а количество углерода увеличивается. Содержание водорода остается почти постоянным.

2. В породах марьяновской свиты отмечается повышенное количество водорода в остаточном органическом веществе по сравнению с осадками тюменской свиты, неокома и покурской свиты. По-видимому, это связано с тем, что эмиграция соединений, обогащенных водородом, из органического вещества пород марьяновской свиты была значительно более трудной, чем в породах тюменской свиты.

Спирто-бензольные битумы юрских и неокомских пород по своему элементарному составу сходны с составом остаточного органического вещества. В них, также в зонах с окислительными условиями, увеличивается содержание гетеросоединений. В зонах с резко восстановительными условиями в отдельных образцах элементарный состав спиртобензольных битумов приближается к составу хлороформенных битумов из зон с более окислительными условиями среды (рис. 44).

В целом для пород юры и неокома элементарный состав спиртобензольных битумов приближается к элементарному составу нефти при движении от зон с окислительными условиями к зонам с восстановительными условиями среды. Эта тенденция еще более отчетливо видна по изменению элементарного состава хлороформенных битумов марьяновской свиты и неокомских пород. Отдельные образцы из скважин

http://jurassic.ru/

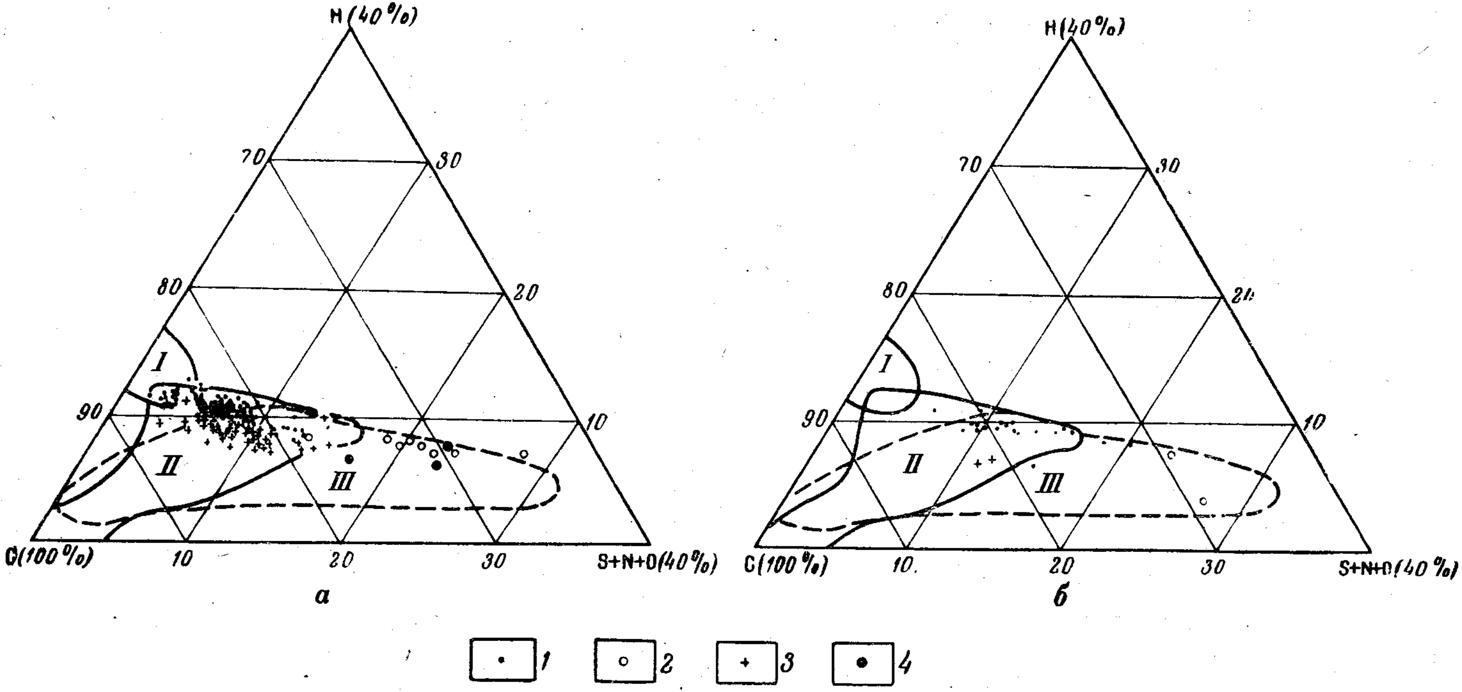


Рис. 44. Треугольники элементарного состава битумов из пород марьяновской и тюменской свит. Составил И. И. Нестеров, 1962 г.
а — центральные районы низменности; *б* — окраинные районы (Омск, Покровка). *1* — хлороформенные битумы марьяновской свиты; *2* — спирто-бензольные битумы марьяновской свиты; *3* — хлороформенные битумы тюменской свиты; *4* — спирто-бензольные битумы тюменской свиты. Области развития: I — нефтей, II — органических минералов нефтяного ряда, III — углей

http://jurassic.ru/

Ново-Логиновской, Бочкаревской, Мегионской и Назинской площадей по элементарному составу не отличаются от сернистых нефтей. В окраинных зонах низменности, где господствовали окислительные условия (Покровка, Омск), в элементарном составе хлороформенных

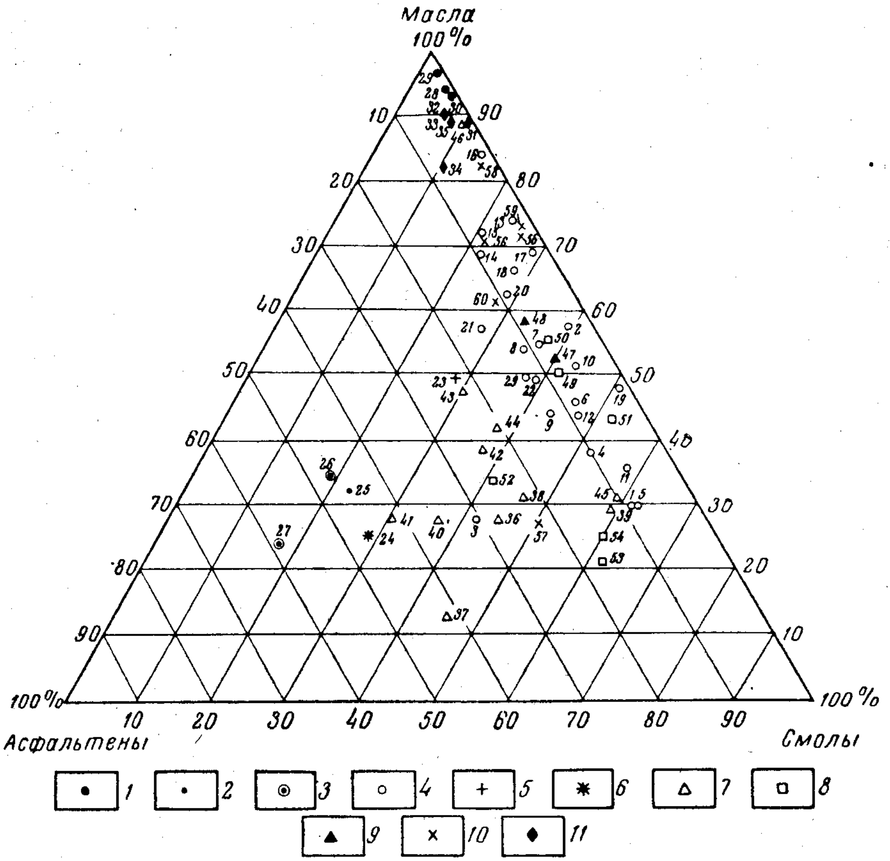


Рис. 45. Треугольник группового (компонентного) состава битумов из мезозойских и палеозойских пород Западно-Сибирской низменности и ее обрамления. Составил Ф. Г. Гурари, 1962 г.

1 — нефть тюменской свиты; хлороформенные битумы: *2* — песчаников тюменской свиты, *3* — углей тюменской свиты, *4* — марьяновской свиты, *5* — фроловской свиты; *6* — спирто-бензольные битумы леушинской свиты; *7* — хлороформенные битумы нижнепалеозойских отложений с рек Дьявольской, Подкаменной и Сухой Тунгусок (*36, 37, 38, 39, 40* по В. А. Успенскому, *41, 42* по данным лаборатории СНИИГГиМС), хлороформенные битумы из пород ордовика низовьев р. Подкаменная Тунгуска (*43, 44, 45* по данным СНИИГГиМС), нефть из доломитов венлока площади Дьявольской (*46* по данным СНИИГГиМС); *8* — хлороформенные битумы пермских отложений Кендерлыкской впадины (*49, 50, 51, 52, 53, 54* по П. Ф. Андрееву); *9* — хлороформенные битумы среднепалеозойских отложений северной части Тургайского прогиба (*47, 48* по данным ВСЕГЕИ); *10* — битумы девонских отложений Кузбасса (*55, 56, 57, 58, 59, 60* по В. С. Муромцеву); *11* — средний компонентный состав нефтей (*30, 31, 32, 33, 34, 35* по О. В. Радченко).

Разведочные площади и опорные скважины (арабские цифры на рисунке): *1—11* — Саргатская, *12—13* — Большереченская, *14* — Уватская, *15—17* — Парабельская, *18* — Малиновская, *19* — Ново-Васюганская, *20* — Нарымская, *21—22* — Шеркалинская, *23—24* — Ханты-Мансийская, *25—27* — Сургутская, *28—29* — Колпашевская

битумов увеличивается содержание гетеросоединений и уменьшается количество углерода. По элементарному составу хлороформенные битумы этих районов почти не отличаются от состава спирто-бензольных битумов центральных районов низменности.

Хлороформенные битумы тюменской свиты резко отличаются от битумов из вышележащих пород пониженным содержанием водорода. Очевидно, это связано с интенсивной миграцией водородсодержащих

http://jurassic.ru/

соединений. Такое предположение подтверждается наличием большого количества нефтепроявлений в породах тюменской свиты.

Таким образом, элементарный состав остаточного органического вещества и битумов от зон с окислительными условиями по направлению к зонам с более восстановительными условиями закономерно приближается к элементарному составу нефтей.

По данным группового анализа, так же как и по результатам изучения элементарного состава битумов, наблюдается закономерное приближение состава хлороформенных битумов к составу нефтей при переходе от окислительной обстановки к восстановительной. Возрастает роль масел, уменьшается количество асфальтенов, особенно для пород марьяновской свиты, характеризующейся наиболее восстановительными условиями осадконакопления, количество асфальтенов в которой сокращается до 1—10% против 40—45% в отложениях тюменской свиты. В отдельных образцах (Парабельская площадь) групповой состав хлороформенных битумов из марьяновской свиты сходен с составом сернистых нефтей (рис. 45).

Приведенные данные по групповому и элементарному составу битумов в основном характеризуют направление процесса изменения органического вещества в глинистых породах, для которых сделано большинство анализов. По-видимому, аналогичный процесс протекает и в песчано-алевритовых породах, но так как в них существуют условия для миграции образующихся углеводородов, то состав наблюдаемых сейчас битумов и органического вещества в ряде случаев обогащен миграционнопассивными смолисто-асфальтеновыми соединениями. Благодаря этому некоторые хлороформенные экстракты из песчаников по групповому и элементарному составу близки к спирто-бензольным битумам из глинистых пород. В других случаях песчаники обогащены нейтральными углеводородами за счет поступления их из вмещающих глин. На это указывают приведенные выше значения битумоидного коэффициента.

НЕФТЕГАЗОМАТЕРИНСКИЕ ПОРОДЫ

В разрезе платформенного чехла Западно-Сибирской низменности развиты в основном песчано-алеврито-глинистые породы, поэтому ниже рассматриваются нефтегазопроизводящие свойства только этих типов пород.

Долгое время общепринятым было мнение, что глинистые отложения наиболее благоприятны для процессов накопления органического вещества и последующего преобразования его в микронефть. В последнее десятилетие появился ряд работ, авторы которых считают более благоприятными для нефтегазообразования песчано-алевритовые осадки (Смит, 1956; Вебер, 1956, 1960; Юркевич, 1955). Изучая нефтепроизводящие свойства различных типов пород в Западно-Сибирской низменности, Н. Н. Ростовцев и И. И. Нестеров также пришли к выводу, что песчаные осадки являются более вероятными нефтегазопроизводящими отложениями, чем глинистые породы.

Так как нефтегазопроизводящим свойствам глинистых пород посвящено большое количество монографий и статей (Вассоевич, 1958, 1959; Успенский, 1958, 1962), то в этой главе основное внимание уделено фактам, подтверждающим нефтепроизводящую роль песчаных пород.

Как показали исследования современных и молодых отложений, проведенные П. Д. Траском и Н. В. Патнодом (Trask, Patnode, 1942), П. В. Смитом (1956), В. В. Вебером (1956, 1960), в песчаных осадках может накапливаться не меньше органического вещества, чем в глинах.

http://jurassic.ru/

В. В. Вебер доказал, что в современных фациях лагун и мелководных морских заливов песчаные и алевритовые осадки также характеризуются повышенным содержанием органического вещества и теми же показателями восстановленности, что и глинистые осадки. Близкие данные имеются в Западно-Сибирской низменности для мезо-кайнозойских пород центральной ее части.

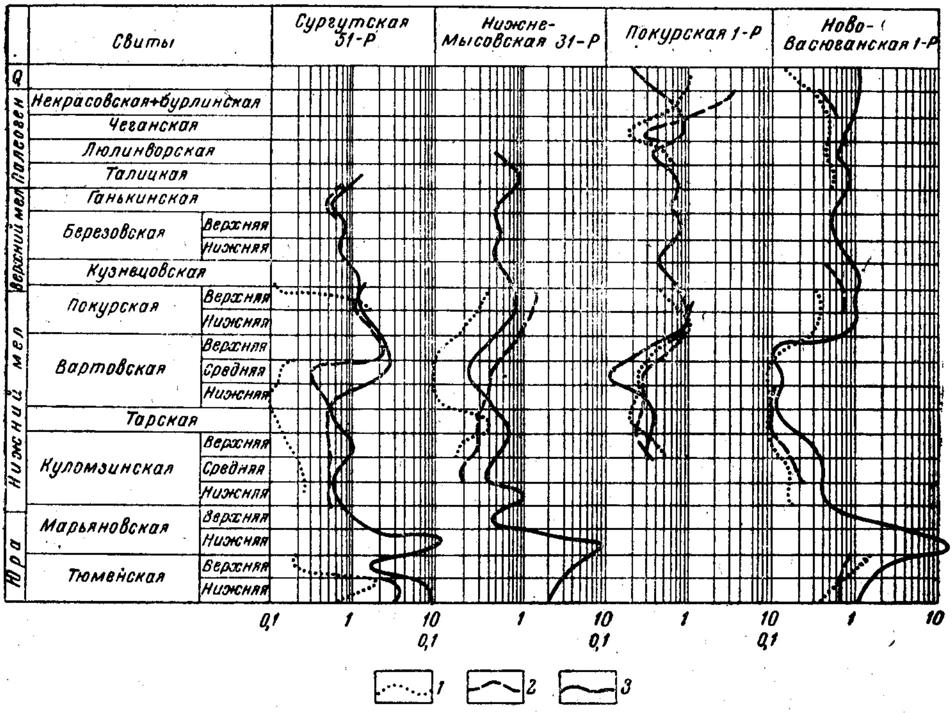


Рис. 46. График изменения содержания $C_{орг}$ по разрезам скважин центральной части Западно-Сибирской низменности

1 — пески и песчаники; 2 — алевриты и алевролиты; 3 — глины и аргиллиты

Если сравнивать кривые содержания хлороформенных битумов и органического углерода в песчаниках и глинах по разрезу мезозойских осадков, то отмечается определенная взаимосвязь: увеличение содержания битумов в глинистых породах всегда сопровождается увеличением их в песчаниках (рис. 46). По-видимому, это свидетельствует о близости условий образования битумов в песчаниках и глинах в одновозрастных осадках.

Такое поведение кривых, по мнению Н. Н. Ростовцева и И. И. Нестерова, указывает, что в одновозрастных глинистых и песчаных породах мезозойского возраста в период седиментации накапливалось соизмеримое количество органического углерода. Меньшее содержание его в песчаниках в настоящее время объясняется большей эмиграцией углеводородов из рассеянного органического вещества песчаников по сравнению с глинами. Последний вывод подтверждается и тем, что в четвертичных неоген-палеогеновых и частично верхнемеловых отложениях центрального района Западно-Сибирской низменности, где степень измененности органического вещества невелика, количество органического углерода в песчаных осадках такое же, как и в глинистых породах, и даже больше.

http://jurassic.ru/

Ф. Г. Гурари объясняет описанные явления процессами активного перераспределения углеводородов между слоями глин, алевритов и песков в стадию диагенеза и раннего эпигенеза и резким преобладанием движения углеводородов по пластам-коллекторам при достижении определенной глубины погружения пород. Достаточно полно эти процессы описаны в работе В. А. Успенского (1962).

На основании приведенных материалов Н. Н. Ростовцев и И. И. Нестеров признают песчаники за основные нефтегазопроизводящие породы. П. Г. Андреев, А. И. Богомолов, А. Ф. Добрянский, А. А. Карцев (1958) тоже указывают, что «органическое вещество в песчано-алевритовых осадках и породах можно считать, исходя из их качественной характеристики, более вероятными нефтеобразованиями, чем органическое вещество в глинах» (стр. 10). А. И. Леворсен (1958) полагает, что «нефтяные углеводороды и органическое вещество в объеме, достаточном для обеспечения запасов нефти в недрах земли, отлагались, по-видимому, непосредственно или в процессе захоронения в крупнозернистых потенциальных породах-коллекторах» (стр. 392).

В Западно-Сибирской низменности верхнемеловые и третичные отложения содержат очень слабо восстановленное органическое вещество, битумы в них прочно связаны с породами, а степень метаморфизма органического вещества весьма низкая. Приведенные данные позволяют считать, что степень метаморфизма органического вещества указанных осадков незначительна. Это подтверждается и сравнением содержания органического углерода в песчаниках и глинах. Количество органического углерода в песчаных породах и третичных и верхнемеловых отложений центральной части Западно-Сибирской низменности больше или равно содержанию его в глинах (см. рис. 42).

В нижнемеловых и юрских отложениях этой части низменности содержание органического углерода и битумов в песчаных осадках в 1,5—2,5 раза меньше, чем в одновозрастных глинистых породах, но по разрезу увеличение количества органического углерода или битумов в глинах всегда сопровождается соответственным увеличением этих компонентов в одновозрастных песчаных осадках. Такое соотношение, по мнению Н. Н. Ростовцева и И. И. Нестерова, указывает, что в песчаных породах процесс преобразования органического вещества под действием давления, температур и других факторов происходит быстрее, чем в глинах. Образующиеся углеводороды имели возможность мигрировать, что обусловило в современных осадках меньшее содержание органического углерода в песчаниках по сравнению с глинами.

В нижнемеловых и юрских отложениях по сравнению с верхнемеловыми заметно увеличивается степень восстановленности органического вещества, при этом в центральных районах низменности степень восстановленности в песчаниках выше, чем в глинах. Связь битумов с породой становится слабее (см. рис. 43), метаморфизм органического вещества достигает каменноугольных стадий, элементарный и групповой состав хлороформенных битумов в отдельных образцах не отличается от составов нефтей. Следовательно, в нижнемеловых и юрских отложениях по сравнению с верхнемеловыми и третичными процесс преобразования органического вещества заметно усиливается. Выше уже приведены материалы, допускающие, что в момент осадконакопления количество $C_{орг}$ в песчаниках и глинистых породах примерно одинаково. Зная величину отношения $C_{орг}$ в песчаниках к $C_{орг}$ в глинистых породах (коэффициент дефицита органического вещества) для каждой толщи, нетрудно вычислить количество органического углерода в песчаных породах в момент их накопления. Разность между полученной цифрой первоначального количества $C_{орг}$ в песчаниках и

http://jurassic.ru/

современным содержанием его можно принять за количество «исчезнувшей» органики. Величина дефицита содержания органического углерода в песчаниках по разрезу юры и нижнего мела составляет около 8 тыс. *км*³ для всей территории Западно-Сибирской низменности, в том числе для пород средней юры 5,5 тыс. *км*³, верхней юры 0,81 тыс. *км*³, валанжина 0,58 тыс. *км*³, готерив-баррема 0,53 тыс. *км*³, апт-сеномана 0,52 тыс. *км*³. Расчет «исчезнувшего» органического углерода в песчаных породах юры и мела приведен в табл. 12.

Таблица 12

Расчет исчезнувшего органического углерода в песчаных породах платформенного чехла Западно-Сибирской низменности

	J_{1-3}	$J_3 - Cr_1V$	Cr_1V	$Cr_1h + b$	$Cr_1ap\text{-}al$, Cr_2cm	Всего
Площадь, тыс. $км^2$	1920,0	1970,0	2140,0	2290,0	2430,0	—
Средняя мощность, *м*	400,0	150,0	300,0	530,0	480,0	—
Объем осадков, тыс. $км^3$	770,0	296,0	640,0	825,0	1290,0	—
Содержание песчаников, %	50,0	10,0	15,0	25,0	50,0	—
Коэффициент дефицита	3,5	3,0	2,5	1,5	1,1	—
Среднее содержание $C_{орг}$ в толще, %	1,31	2,70	0,70	0,63	0,92	—
в том числе:						
в песчаниках	0,59	1,35	0,40	0,50	0,88	—
в глинах	2,03	4,05	1,00	0,76	0,96	—
Объем песчаных осадков, тыс. $км^3$	385,0	30,0	96,0	206,0	645,0	1362,0
Современное содержание $C_{орг}$ в песчаниках, тыс. $км^3$	2,27	0,40	0,38	1,03	5,67	9,75
Первоначальное содержание $C_{орг}$ в песчаниках, тыс. $км^3$	7,81	1,21	0,96	1,56	6,19	17,73
Количество „исчезнувшего" $C_{орг}$, тыс. $км^3$	5,54	0,81	0,58	0,53	0,52	7,98
на 1 $км^2$ площади, $м^3$	$2885{,}10^3$	$411{,}10^3$	$271{,}10^3$	$231{,}10^3$	$214{,}10^3$	—
на 1 $м^3$ песчаников, *л*	14,4	27,4	5,9	1,7	0,8	—

Таким образом, песчаные породы нижнемеловых и юрских отложений Западно-Сибирской низменности можно рассматривать в качестве нефтематеринских. Газоматеринскими могут быть и более вышележащие осадки.

В глинистых породах степень восстановленности органического вещества также увеличивается с глубиной, и по составу хлороформенные битумы приближаются к нефти. Связь битумов с породой уменьшается с глубиной. Следовательно, процессы преобразования органического вещества в направлении возникновения микронефти в глинистых породах также протекают, но, как считают Н. Н. Ростовцев и И. И. Нестеров, более замедленными темпами. По их мнению, до настоящего времени совершенно не ясен механизм миграции углеводородов из глинистых отложений в песчаные. Наиболее вероятным представлялся процесс отжимания подвижных углеводородов при естественном уплотнении глин. Расчеты, произведенные И. И. Нестеровым, показывают, что в процессе самоуплотнения колонки глинистых пород, при начальной пористости 40%, площадью 1 $м^2$ и мощностью 3000 *м* выделится около 1000 $м^3$ воды, а при мощности 2000 *м* — около 500 $м^3$.

http://jurassic.ru/

В условиях Западно-Сибирской низменности при средней мощности осадочного чехла 2000 *м*, площади 3,2 млн. *км*^{2} и при условии, что 50% разреза слагается глинистыми породами, общее количество выделившейся при уплотнении глин воды равно $800 \cdot 10^{12}$ *м*^{3}. Растворимость нефти в воде составляет 0,002% (Рассел, 1959). Если представить, что при отжимании вода полностью насыщена углеводородом, то количество растворенной нефти, отжатой из глин, будет равно $1{,}6 \cdot 10^{12}$ *м*^{3}; но, по мнению Нестерова, приведенные расчеты выполнены без учета физического состояния отжимаемой при уплотнении глин воды.

В глинистой породе частицы окружены гидратной оболочкой, которая принимает на себя увеличение внешнего давления. Толщина гидратных оболочек зависит от плотности глин и изменяется от нескольких микрон до слоя шириной в две-три молекулы. При уплотнении глин происходит уменьшение толщины гидратных оболочек и выделение воды в свободное состояние. Вода в гидратных оболочках находится в особом физическом состоянии. Плотность ее может достигать 2,0, по данным одних исследователей, и 0,8, по данным других (Грим, 1949). Гидратная вода обладает особыми свойствами, поэтому, прежде чем принимать во внимание расчеты по выносу углеводородов из глин, следует изучить ее растворяющую способность.

По мнению Н. Н. Ростовцева, миграция органического вещества из глинистых пород в песчаные происходит лишь в начальные стадии превращения осадка в породу, когда в глинистых породах еще имеется свободная вода. По мере уплотнения глин органическое вещество, видоизменяясь, остается в породе, обусловливая повышенную битуминозность глин по сравнению с песчаными породами.

Все приведенные выше материалы о характере органического вещества и его распределения в породах мезо-кайнозойского чехла низменности, по мнению Ф. Г. Гурари, отнюдь не противоречат представлению о существенной роли глинистых осадков в процессе образования микронефти. При этом он исходит из того, что нельзя рассматривать песчаные пласты, залегающие в толще глин, в качестве самостоятельных, гидравлически изолированных систем, как это допускают некоторые исследователи.

Во многих работах показано, что при погружении осадков и их диагенетическом уплотнении длительное время идет процесс отжимания из пелитов очень большого объема седиментационных вод, проходящих через песчано-алевритовые породы. Эти воды выносят с собой в воднорастворенном состоянии значительные количества миграционноспособных углеводородов. Хотя единого мнения о масштабах этого явления нет, все же большинство исследователей считает, что указанный процесс продолжается достаточно активно вплоть до погружения осадка-породы на глубины 1500—2000 *м* и больше. Наиболее полно имеющиеся по этому вопросу данные освещены М. Ф. Двали (1959). В. А. Успенский (1962) справедливо отметил, что при этом процессе происходит как бы выравнивание содержания подвижных углеводородов во всей толще песчано-алеврито-глинистых осадков. Поэтому наблюдаемые в настоящее время содержания $C_{орг}$ в палеоген-неогеновых и верхнемеловых породах низменности нельзя отождествлять с содержанием $C_{орг}$ в изначальных осадках. Кроме того, приведенные И. И. Нестеровым данные о равном содержании $C_{орг}$ в песчаных и глинистых отложениях верхней части разреза чехла низменности не могут опровергнуть материалы по другим районам, где установлена существенно иная картина.

Н. Б. Вассоевич (1958) приводит данные Т. И. Горшковой и П. Л. Безрукова, показывающие, что в современных осадках Таган-

http://jurassic.ru/

рогского залива и Охотского моря содержание органического углерода в глинистых илах в 4—5 раз выше, чем в песках. По материалам А. И. Горской (1960), в отложениях древнего Каспия глинистые породы содержат значительно больше $C_{орг}$, чем песчано-алевритовые. И. О. Бродом (1960) указано, что в чокрак-караганских отложениях Северного Предкавказья, которые, по мнению С. Г. Неручева (1962), на большей части площади развития не испытали значительного погружения и процесса эмиграции углеводородов, содержание органического углерода в глинах в 2—2,5 раза выше, чем в песчаниках. Аналогичные материалы опубликованы В. А. Успенским (1962) для палеоген-верхнемеловых отложений Колпашевской опорной скважины (Западно-Сибирская низменность). Поэтому, как полагает Ф. Г. Гурари, закономерность, подмеченную И. И. Нестеровым для некоторых разрезов центральных районов низменности, нельзя признать общей для всей этой провинции, не говоря уже о других нефтеносных регионах.

Поведение других коэффициентов — битумоидного и извлекаемости битумов — хорошо увязывается с имеющимися представлениями о возникновении микронефти в глинах и эмиграции ее, при определенных физико-химических условиях, из глинистых пород в песчаные и песчано-алевритовые. Возможный механизм этого процесса весьма обстоятельно описан Н. Б. Вассоевичем (1958, 1959), М. Ф. Двали (1959), В. А. Успенским (1961, 1962). Этими авторами показана возможность эмиграции подвижных углеводородов из глин в водорастворенном состоянии. Еще большее значение имеет первичная миграция микронефти в однофазовом состоянии с газом, принципиальная возможность которой была лабораторно доказана М. А. Капелюшниковым и др. (Капелюшников, 1952). Особое значение экстрагирующему и транспортирующему влиянию газов, в том числе растворенных в подземных водах, придает В. А. Успенский. Высокая концентрация растворенного метана в водах является, по его мнению, указанием на раннюю стадию первичной миграции, «когда в толще еще продолжается активное перемещение углеводородов из материнских осадков в коллектор» (1962, стр. 1042). Длительность процесса первичной миграции признается и другими исследователями (Н. Б. Вассоевич, М. Ф. Двали).

Параллельно с первичной миграцией при благоприятных тектонических условиях может возникнуть процесс вторичной миграции углеводородов по коллекторам к зонам структурных ловушек и аккумуляции их в нефтяные и газовые залежи. Как указывает Ф. Г. Гурари, для юрско-неокомских отложений центральной части низменности режим длительного устойчивого погружения, достигнувшего к настоящему времени 2000—3000 *м*, способствовал интенсивному отщеплению подвижных углеводородов и эмиграции их в коллекторы. Возникновение структурных ловушек уже в начальные этапы накопления пород чехла активизировало вторичную миграцию и аккумуляцию углеводородов в залежи. Однако наиболее активно этот процесс протекал в толщах с хорошо проницаемыми коллекторами (неокомские отложения), где сейчас открыты крупные залежи нефти.

В тюменской свите в пределах многих изученных районов плохая проницаемость коллекторов помешала аккумуляции флюидов в крупные залежи, но зато обеспечила возникновение многочисленных непромышленных нефтяных и газо-конденсатных залежей. Поэтому для конкретных условий Западно-Сибирской низменности возможно нефтегазообразование как в глинах, так и в песчано-алевритовых породах, особенно в случаях частого и тонкого их переслаивания. Значительно меньшее содержание в ряде образцов песчаников $C_{орг}$ при более высо-

http://jurassic.ru/

ком, чем в глинах, битумоидном коэффициенте указывает на явления эмиграции углеводородов из материнских глин в песчано-алевритовые коллекторы, что уже хорошо обосновано В. А. Успенским (1961, 1962) по материалам многих нефтеносных районов.

Основываясь на данных Н. М. Кругликова по Березовскому газоносному району, В. А. Успенский (1962) пришел к выводу, что в низменности процесс первичной миграции уже заканчивается и наступил этап разрушения залежей, в частности газовых. Как показали исследования Н. Н. Ростовцева (1961б), этот вывод ошибочен. Закономерное и равномерное нарастание упругости растворенных углеводородных газов юрских отложений к центральным районам низменности свидетельствует о том, что процесс генерации и последующей диффузии газов идет достаточно интенсивно и в настоящее время. Поэтому процесс формирования нефтяных и газовых залежей в породах чехла низменности еще не завершен. В этом направлении и следует, по-видимому, искать объяснение некоторых до сих пор трудно объяснимых фактов размещения уже открытых залежей.

ИЗМЕНЕНИЕ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПРОЦЕССЕ МИГРАЦИИ

Широкое распространение углеводородов как в рассеянном состоянии, так и в виде концентрированных скоплений в отложениях почти всех геологических эпох и почти во всех литологических типах осадочных пород позволило советским и зарубежным исследователям (Вассоевич, 1958, 1956; Леворсен, 1958; Неручев, 1962, и др.) сделать вывод о том, что нефтеобразование является частью естественного процесса седиментации.

Условия, благоприятные для эмиграции углеводородов из материнских пород, существуют на более обширной территории, чем условия для сохранения образовавшихся углеводородов. Уже в период осадконакопления и диагенеза разрушающие агенты действуют на потенциально нефтематеринские породы. Они вызывают определенные химические изменения в рассеянном органическом веществе, понижая его способность производить углеводороды, даже если в последующем эти породы попадут в благоприятные для нефтегазообразования геохимические условия. Поэтому анализ условий, существовавших в период осадконакопления и диагенеза, должен производиться с особой тщательностью. Проведение такого анализа осложняется тем, что лабораторные исследования образцов, извлекаемых из скважин и обнажений, далеко не всегда отражают обстановку, существовавшую в начальные периоды осадконакопления и диагенеза. В процессе эпигенетических изменений порода может существенно изменяться, и первичные следы окисления затушевываются наложением вторичных изменений.

На территории Западно-Сибирской низменности условия, благоприятные для нефтеобразования, существовали на площади около 1,5 млн. *км*².

В описываемом районе хорошие результаты для определения палеогеохимических условий дает метод сравнительной оценки метаморфизма органического вещества по абсолютной пористости и плотности глин и итогам химико-петрографического изучения углей и остаточного органического вещества. Глины хорошо отражают степень уплотненности пород, поэтому степень метаморфизма органического вещества, определенная по их уплотнению, характеризует теоретически максимально возможную величину метаморфизма, не зависящую от геохимических,

http://jurassic.ru/

гидрогеологических и других условий. Фактическая степень метаморфизма углей и остаточного органического вещества во многом зависит от среды в период осадконакопления и диагенеза. При прочих равных условиях в более восстановительной обстановке степень метаморфизма

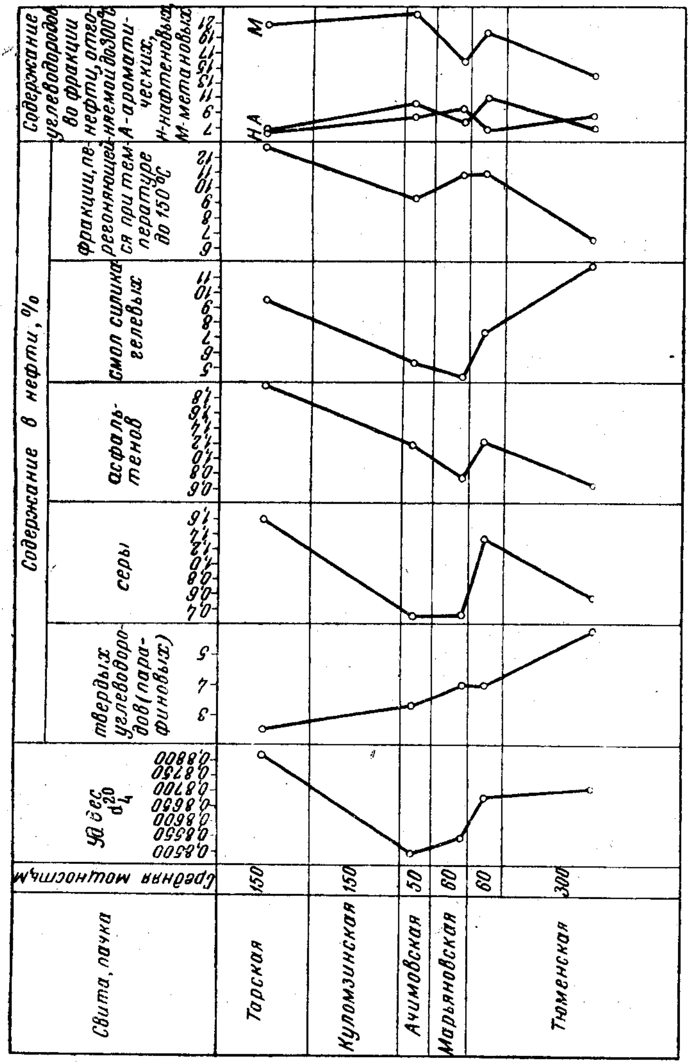


Рис. 47. График изменения состава и свойств нефтей из мезозойских отложений района среднего течения р. Оби. Составил Ф. Г. Гурари при участии В. Г. Вострикова

углей и остаточного органического вещества будет более высокой, чем в условиях окислительной обстановки (Забрамный, 1956).

В каждом нефтегазоносном районе отмечаются изменения состава нефтей и их газового фактора как по разрезу, так и по простиранию одной и той же толщи пород. В Западно-Сибирской низменности эти изменения также имеют место (рис. 47, 48). Выше уже описывалось изменение углеводородного состава юрских и неокомских нефтей. С удалением от зон влияния активных подземных вод в нефтях уменьшается количество ароматических соединений (см. рис. 35). В пределах Усть-Балыкского нефтяного месторождения отмечено чередование пластов

http://jurassic.ru/

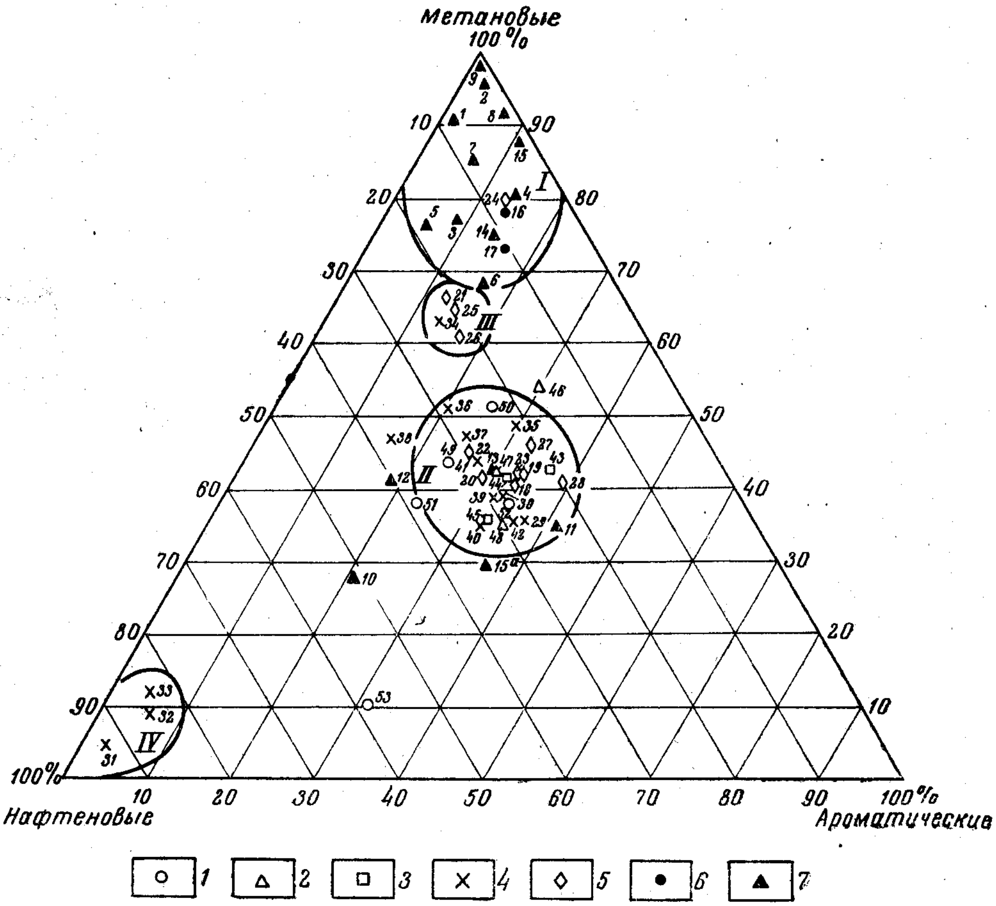


Рис. 48. Диаграмма группового углеводородного состава нефтей, известных на территории Западно-Сибирской низменности и ее обрамления. Составили Ф. Г. Гурари, И. И. Нестеров, 1962 г.

Нефти: *1* — киялинского горизонта, *2* — тарской и куломзинской свит, *3* — ачимовской пачки, *4* — барабинской пачки и вогулкинской толщи, *5* — тюменской свиты, *6* — триас-нижнелейасовых отложений, *7* — палеозойских отложений. Области развития нефтей: I — преимущественно палеозойских, II — преимущественно мезозойских, III — конденсатных нефтей центральных районов низменности, IV—конденсатных нефтей Березовского района.

Арабские цифры на рисунке: скважины *1* — Алтайская 3-Р (D_2^2), *2* — Ново-Михайловская 7-Р (D_2^2), *3* — Ново-Михайловская 5-Р (D_2^2), *4* — Быстрянская 15-Р (D_2^2), *5* — Западно-Тогарская 8-Р (D_2^2), *6* — Соль-Заводская 3-Р (D_2^2), *7* — Быстрянская 17-Р (D_2^2), *8* — Быстрянская 11-Р (D_3^2), *9* — Быстрянская 2-Р (D_3^2), *10* — Плотниковская 2-Р (P_1ks), *11* — Южно-Борисовская 20-О (P_2il), *12* — Южно-Борисовская 29-О (P_2il), *13* — Плотниковская 3-К (P_2il), *14* — шахта Абашевская (P_2er), *15* — Узунцовская 445 (P_2er), *15а* — Ново-Нежинская 119-к (C_1), *16* — шахта Пригородная Челябинская $(T—J_1)$, *17* — Ключевская 1-Р $(T—J_1)$, *18* — Ягано-Куртская (Большекаменская) 141-Р $(J_1—J_3)$, *19* — Мало-Атлымская 1-Р $(J_1—J_3)$, *20* — Мало-Атлымская 1-Р $(J_1—J_3)$, *21* — Красноленинская 1-Р $(J_1—J_3)$, *22* — Усть-Балыкская 61-Р $(J_1—J_3)$, *23* — Мегионская 1-Р $(J_1—J_3)$, *24* — Колпашевская 2-Р $(J_1—J_3)$, *25* — Усть-Сильгинская 4-Р $(J_1—J_3)$, *26* — Назинская 6-Р $(J_1—J_3)$, *27*—Ново-Васюганская 1-Р $(J_1—J_3)$, *28* — Ново-Васюганская 1-Р $(J_1—J_3)$, *29* — Ново-Васюганская 1-Р (J_3brb), *30* — Охтеурьевская 1-Р (J_3brb), *31* — Березовская 4-Р (J_3vg), *32* — Деминская 9-Р (J_3vg), *33* — Похромская 76-Р (J_3vg), *34* — Каменная 2-Р (J_3vg), *35* — Шаимская 2-Р (J_3vg), *36*—Шаимская 5-Р (J_3vg), *37*—Шаимская 7-Р (J_3vg), *38* — Шаимская 8-Р (J_3vg), *39* — Лукашкин-Ярская 1-Р (J_3vg), *40* — Ново-Васюганская 1-Р (J_3vg), *41* — Назинская 1-Р (J_3vg), *42* — Назинская 5-Р (J_3vg), *43* — Мегионская 1-Р (Cr_1ac), *44* — Ново-Васюганская 1-Р (Cr_1ac), *45* — Александровская 1-Р (Cr_1ac), *46* — Сургутская 52-Р, $(Cr_1klm+tr)$, *47* — Мегионская 1-Р, $(Cr_1klm+tr)$, *48* — Соснинская 1-Р, $(Cr_1klm+tr)$, *49* — Межовская 2-Р (Cr_1kl), *50* — Усть-Балыкская 61-Р (Cr_1vr), *51* — Усть-Балыкская 70-Р (Cr_1vr), *52* — Тобольская 3-Р (Cr_1vr), *53* — Ереминская 3-ПР (Cr_1vr)

http://jurassic.ru/

с мало- и сильносмолистыми нефтями, между которыми имеются пласты с водой.

Как правило, в более проницаемых породах гипергенные изменения нефтей глубже заходят во внутреннюю зону низменности, чем в слабопроницаемых. Поэтому основным фактором гипергенеза, очевидно, является проникновение поверхностных вод.

По мнению некоторых исследователей (Н. Н. Ростовцев), процессы разрушения углеводородов и гипергенные изменения нефтей обусловливаются главным образом жизнедеятельностью бактерий. Наряду с этим существуют бактерии, способствующие образованию нефтяных углеводородов. Сочетание этих двух процессов определяет некоторые закономерности формирования и размещения залежей нефти и газа. В Березовском районе низменности обнаружены бактерии, окисляющие высшие нефтяные углеводороды *. В сторону центральной части низменности количество бактерий, окисляющих углеводороды, уменьшается. Отмечено, что в пластах с хорошей проницаемостью бактерии продвигаются гораздо дальше. Таким образом, изучение состава и динамики подземных вод и населяющих их бактерий приобретает большое значение для оценки перспектив нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности. Так, Н. Н. Ростовцев деятельностью бактерий, окисляющих высшие углеводороды, объясняет наличие только газовых месторождений в Березовском районе и только нефтяных в Шаимской зоне.

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ СОХРАНЕНИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Как отмечалось в предыдущих разделах, по направлению к центру и северной части Западно-Сибирской низменности, геологические условия для сохранения образующихся залежей углеводородов улучшаются. Это связано главным образом с уменьшением влияния разрушающего действия пресных вод, двигающихся со стороны обрамления, особенно с востока и юго-востока. Наиболее благоприятные условия существуют в зонах затрудненного водообмена. В настоящее время уже установлено, что такие зоны тяготеют к центральным и северным районам низменности.

Основной причиной образования этих зон в условиях наличия в нефтегазосодержащих толщах выдержанных, хорошо проницаемых пород является удаленность их от источников питания подземных вод. Однако имеются и другие факторы, обусловливающие образование застойных зон. В первую очередь к ним относятся крупные литологические барьеры, возникающие в зонах, где песчаные породы резко ухудшают свои коллекторские свойства или полностью замещаются глинами.

В отложениях тюменской свиты в центральной части низменности выделяется область развития песчано-глинистых континентальных и прибрежных отложений с плохими коллекторскими свойствами. Для большинства песчаных пластов проницаемость в этой зоне менее 0,1 *мдарси* и лишь в отдельных случаях достигает 0,7—0,8 *мдарси*. Открытая пористость равна 5—10%. Восточная, южная и западная границы области с плохими коллекторскими свойствами могут быть проведены по линии Охтеурье — Пудино — Уват — Нахрачи — Нарыкары. Эта область окаймляется зоной с лучшими коллекторами, качество которых постепенно повышается в южном и особенно в юго-восточном направлениях. По отношению к внешней зоне внутренняя играет

* Состав бактерий в подземных водах Западно-Сибирской низменности изучался в лабораториях ВСЕГЕИ под руководством Л. Е. Крамаренко.

http://jurassic.ru/

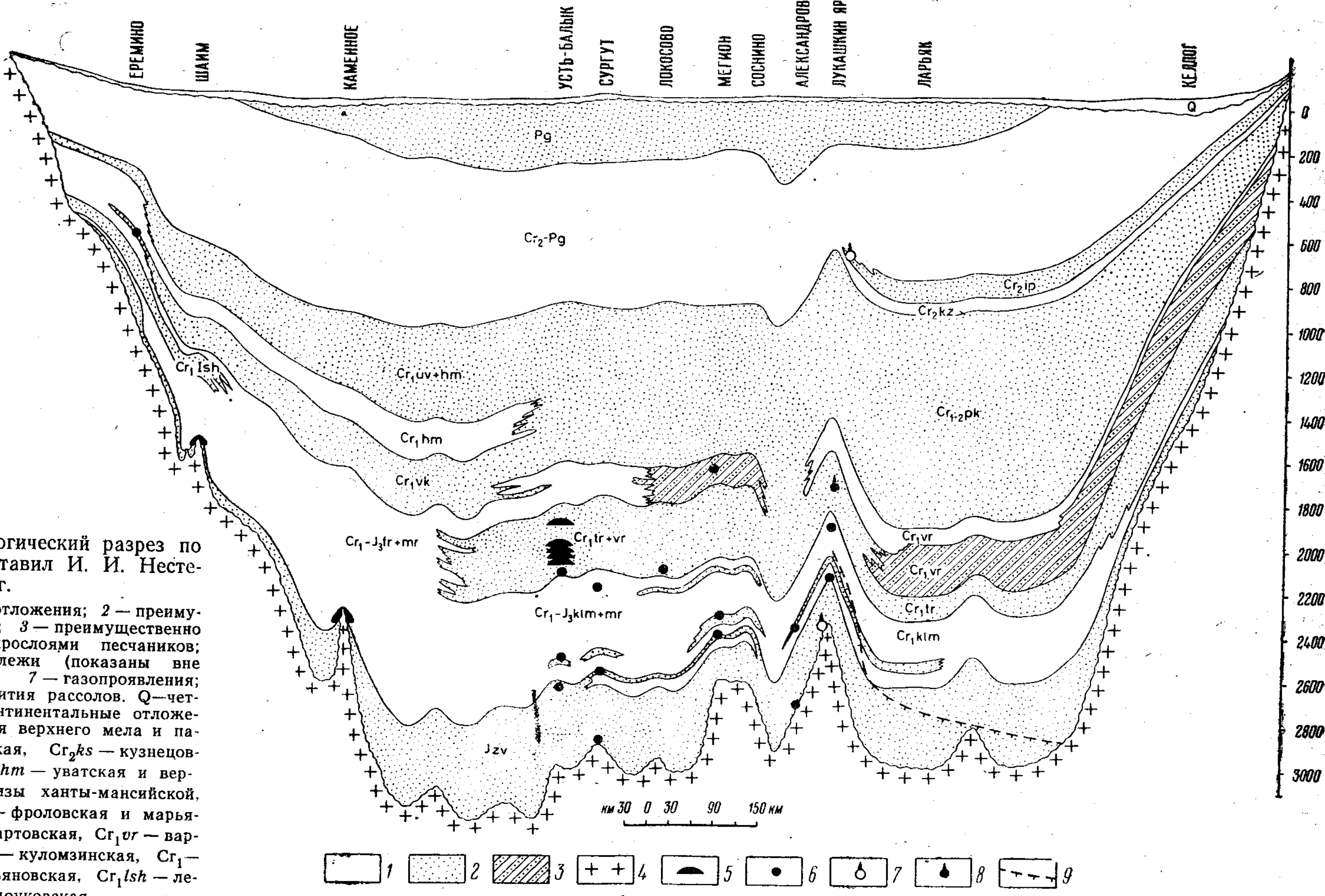


Рис. 49. Схематический геологический разрез по линии Еремино—Келлог. Составил И. И. Нестеров, 1962 г.

1 — преимущественно глинистые отложения; *2* — преимущественно песчаные отложения; *3* — преимущественно алевролитовые отложения с прослоями песчаников; *4* — фундамент; *5* — нефтяные залежи (показаны вне масштаба); *6* — нефтепроявления, *7* — газопроявления; *8* — газовые залежи; *9*—зона развития рассолов. Q—четвертичные; Pg — палеогеновые континентальные отложения; Cr_2—Pg — морские отложения верхнего мела и палеогена; свиты: Cr_2ip — ипатовская, Cr_2ks — кузнецовская, $Cr_{1-2}pk$ — покурская; Cr_1uv+hm — уватская и верхи ханты-мансийской, Cr_1hm — низы ханты-мансийской, Cr_1vk — викуловская, Cr_1J_3fr+mr — фроловская и марьяновская, Cr_1tr+vr — тарская и вартовская, Cr_1vr — вартовская, Cr_1tr — тарская, Cr_1klm — куломзинская, Cr_1—$J_3klm+mr$ — куломзинская и марьяновская, Cr_1lsh — леушинская, Jzv — заводоуковская

http://jurassic.ru/

роль своеобразного литологического барьера, вблизи которого существуют затрудненные условия водообмена. В полном соответствии с намеченной зональностью находится смена типов и состава подземных вод, описанная выше в соответствующих разделах.

В западной части низменности литологическим барьером базальных песчаных отложений вогулкинской толщи является зона их выклинивания. К этой зоне приурочены все нефтяные и газовые месторождения Шаимского и Березовского районов.

В неокомских отложениях роль литологического барьера выполняет глинистая фроловская свита, развитая в районе Ханты-Мансийска. Отдельные песчаные пласты на востоке начинают замещаться глинистыми породами уже в районе пос. Нижне-Вартовского, на расстоянии 350 *км* от области развития сплошных глин в неокоме. Сначала глинистыми породами замещаются песчаные пласты куломзинской свиты, затем тарской и вартовской. Таким образом, в районе, примыкающем к фроловскому глинистому барьеру, выделяется обширная (около 200 тыс. *км*^{2}) зона с затрудненным водообменом. В изученной части широтного колена р. Оби, с приближением к зоне выклинивания песчаников, увеличивается количество залежей в месторождениях. Район, непосредственно примыкающий к глинистому барьеру, очевидно, является наиболее перспективным для поисков многопластовых крупных месторождений нефти, залежи в которых могут быть как сводовыми, так и литологически экранированными.

В отложениях апт-альб-сеномана нет явно выраженного литологического барьера, по направлению к которому песчаные отложения покурской серии замещались бы глинистыми. Для этой толщи большой интерес представляют зоны частичного замещения песчаников глинами. В полосе от Иссиль-Куля через Чебурлу до Пима и, по-видимому, далее на север средняя часть преимущественно алеврито-песчаной толщи покурской свиты замещается глинами низов ханты-мансийской свиты. Мощность этой замещающейся толщи достигает 150—200 *м*. В Чуэльском районе верхняя часть преимущественно песчаной уватской свиты мощностью до 100 *м* также замещается глинистыми породами. Аналогичное замещение отмечается в низах викуловской свиты в районе Увата. На западе низменности, в районе Еремино, где известны нефтепроявления, верхняя часть ханты-мансийской и частично викуловская свита также замещаются глинистыми породами.

В верхнемеловых отложениях литологический барьер имеется в зоне перехода песчаной ипатовской свиты в опоки и опоковидные глины нижне-березовской подсвиты (рис. 49). В зоне, тяготеющей к этому барьеру, в районе Охтеурья из ипатовской свиты получен небольшой газовый фонтан.

Таким образом, в Западно-Сибирской низменности в юрских и меловых отложениях условия, благоприятные для образования и особенно для сохранения нефтяных и газовых месторождений, имеются в зонах с наиболее затрудненным водообменом, приуроченных к центральным и, по-видимому, северным районам низменности, а также в зонах, расположенных вдоль литологических барьеров.

УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Приведенные материалы позволяют считать, что в Западно-Сибирской низменности юрские и частично нижнемеловые отложения являются не только нефтегазосодержащими, но и нефтегазоматеринскими. Некоторые вопросы, связанные с условиями формирования нефтяных и газовых месторождений, уже освещены выше.

http://jurassic.ru/

В решении данной проблемы важным является также вопрос о времени формирования нефтяных месторождений.

В. Вебером (1960), П. В. Смитом (1956) и др. доказано, что в современных морских отложениях широко развиты процессы превращения органического вещества в нефтяные углеводороды. Имеются данные, свидетельствующие о том, что в современных морских осадках Карибского моря присутствуют углеводороды до C_{40} включительно (Мейнштейн, 1961). На основании этих материалов некоторые исследователи выдвинули гипотезу о раннем образовании нефти.

Для Западно-Сибирской низменности, по мнению Н. Н. Ростовцева, раннее образование углеводородов, еще в начальные этапы диагенеза осадков, подтверждается почти повсеместным нахождением тяжелых углеводородов в почвенных слоях земли, что доказано газовыми и бактериологическими съемками. Поступление этих углеводородов снизу из нефтяных и газовых залежей исключено, так как тяжелые углеводороды в почве обнаружены и в районах, недра которых лишены как залежей нефти и газа, так и вод, насыщенных горючими газами. Примером является район г. Славгорода в южной части низменности.

Н. Н. Ростовцев считает, что нефтяные углеводороды образуются повсеместно из рассеянного органического вещества, но условия для их сохранения существовали не везде. Более благоприятными являются морские осадки, но и в континентальной обстановке нередко возникают условия, благоприятные для сохранения образующихся углеводородов. Процесс преобразования битумов в нефть, по его мнению, сравнительно быстрый и в тектонически подвижных зонах завершается в промежуток времени менее 1 млн. лет. Об этом свидетельствует нахождение нефтяных залежей в отложениях плио-плейстоцена в Калифорнии, Азербайджане и других местах. В условиях платформы ввиду более медленных скоростей накопления осадков формирование рассеянной нефти происходит, по-видимому, в течение 5—10 млн. лет, в период диагенеза и несколько позднее.

Надо отметить, что гипотеза «быстрого» образования нефти не объясняет фактов отсутствия достоверных первичных залежей в верхней части чехла платформенных осадков *.

В качестве одного из главных условий нефтеобразования многие исследователи (Брод, 1951; Брод и Еременко, 1953; Вассоевич, 1955а, б, 1958, 1959; Успенский, 1959, 1961, 1962 и др.) признают наличие длительного и устойчивого погружения нефтематеринских пород. Относительно минимальной величины необходимого погружения единого мнения нет. Различные исследователи указывают глубину от 200 до 2000 *м* и более. По-видимому, в зависимости от геологических условий того или иного района эта величина меняется, поэтому в каждом районе следует выявлять признаки, указывающие на глубину погружения осадков, при которой начинается массовая эмиграция углеводородов.

Для Западно-Сибирской низменности И. И. Нестеров в качестве таких показателей предлагает использовать следующие:

1) характер насыщения различных литологических типов пород нефтью или газом по разрезу нефтегазоносных пластов в пределах выявленных месторождений;

---

* В верхней кайнозойской части платформенного чехла Западно-Сибирской низменности с начала ее формирования и до настоящего времени существовали неблагоприятные условия не только для формирования нефтяных залежей, но и для преобразования захороненных углеводородов в нефть. Процессы же образования метана протекали и в кайнозойских отложениях низменности. — *Прим. ред.*

http://jurassic.ru/

2) распределение вторичных хлороформенных битумов по разрезу мезозоя и кайнозоя;

3) связанность битумов с породой;

4) степень «метаморфизма» рассеянного органического вещества.

Ниже эти показатели рассматриваются более подробно.

1. При изучении строения пластов, содержащих нефтяные и газовые месторождения, большое значение приобретает изучение вторичного минералообразования. Е. П. Ермоловой и К. Р. Чепиковым установлено, что наличие углеводородов в пласте вызывает резкое снижение или даже прекращение процессов вторичного минералообразования. Сравнивая интенсивность эпигенетических процессов в породах продуктивных пластов, внутри и вне контура нефтегазоносности, можно определить относительное время заполнения ловушки углеводородами. Для Западно-Сибирской низменности влияние органического вещества на процессы вторичного минералообразования изучались Г. Н. Перозио (1961). Однако данных по этому региону пока недостаточно, поэтому сделанные выводы являются предварительными. В неокомских нефтенасыщенных песчаниках Усть-Балыкского и Мегионского месторождений отмечено появление новообразований кварца и альбита, которые обычно в этих районах в нормальном разрезе появляются с глубины около 1300 *м*. Можно предположить, что нефтяные залежи Усть-Балыкского и Мегионского месторождений образовались после того, как неокомские отложения были погружены на глубину около 1300 *м*, т. е. в конце мелового или начале палеогенового периода.

2. В последнее время большое внимание уделяется анализу распределения в породах аллохтонных битумов, которые рассматриваются как показатели следов миграции нефти (Скляр, 1960; Неручев, 1962). Наличие таких битумов в породах косвенно указывает на нефтематеринские свойства толщи, в которой они встречены. Под аллохтонными битумами при этом понимаются битумы, количество которых в органическом веществе аномально высокое, т. е. в несколько раз превышает фоновые значения.

В Западно-Сибирской низменности распределение аллохтонных хлороформенных битумов изучено в ее центральной части. В разрезе Сургутской опорной скважины, начиная с аптских и готерив-барремских отложений и ниже, появляются песчаные породы с содержанием хлороформенных битумов в органическом веществе до 12—18%. Многие пласты, в которых отмечено высокое содержание хлороформенных битумов, являются регионально нефтеносными. Эти данные, по мнению И. И. Нестерова, указывают, что в Сургутском районе, начиная с низов покурской свиты (примерно с апта) и ниже по разрезу, в песчаниках активно протекали процессы миграции углеводородов, т. е. осадки низов покурской, вартовской, тарской, куломзинской и тюменской свит являются нефтепроизводящими. В целом по разрезу мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской низменности, по усредненным данным, повышенное содержание хлороформенных битумов в органическом веществе появляется, начиная с покурской свиты и ниже. В разрезе Сургутской опорной скважины аллохтонные битумы появляются с глубины 1500 *м*, а в среднем по низменности — с глубины 800—1000 *м*. Процесс образования миграционноспособных битумов нарастал постепенно по мере погружения осадков, захватывая все новые и новые толщи.

3. И. И. Нестеров полагает, что степень связанности углеводородов с породой можно определить количеством экстрагируемых битумов за единицу времени. Чем больше связь битумов с породой, тем

http://jurassic.ru/

больше времени требуется для полного экстрагирования из пород. Для изучения этого показателя были использованы результаты количественных определений хлороформенных битумов при люминесцентном методе и при «полной» экстракции в аппаратах Сокслета. Было принято, что чем больше разница между данными «полной» экстракции и люминесцентного метода, тем теснее извлекаемый битум связан с породой.

В Западно-Сибирской низменности в верхнемеловых и третичных отложениях содержание хлороформенных битумов в породах по данным «полной» экстракции в 10—20 раз больше, чем по данным люминесценции. В нижнемеловых и юрских отложениях это отношение уменьшается до 1,5, при этом изменение характера связи битумов с породой намечается в покурской свите на глубине 900—1500 *м*.

4. В. А. Успенский (Успенский и Радченко, 1953; Успенский и др., 1958) на основании изучения химического состава нефтей и битумов пришел к выводу, что процессы нефтеобразования начинаются при достижении органическим веществом поздней буроугольной или начальной каменноугольной стадии «метаморфизма». Метаморфизм органического вещества для разных толщ Западно-Сибирской низменности изучался по углям и остаточному органическому веществу, однако этих определений недостаточно, и они охватывают только разрез ниже апта. По имеющимся данным, в отложениях готерив-баррема (Ханты-Мансийск) появляются породы с поздней буроугольной стадией метаморфизма органического вещества. В юрских отложениях степень метаморфизма достигает стадии паровично-жирных углей. Некоторые выводы о степени метаморфизма органического вещества можно сделать по содержанию в породах гуминовых кислот, отсутствие которых указывает на начальные каменноугольные и более высокие стадии. Гуминовые кислоты исчезают в разрезе мезозоя центральных районов низменности примерно с готерив-баррема, а на отдельных участках — с сеномана.

Степень метаморфизма органического вещества может быть определена косвенным путем также по данным анализов абсолютной пористости и плотности глинистых пород. Такие определения сделаны под руководством Н. А. Туезовой почти для всех глубоких скважин Западно-Сибирской низменности.

В русском издании книги У. Л. Рассела (1958, стр. 326) Н. Б. Вассоевичем приведена таблица абсолютной пористости и плотности глинистых пород для разных стадий метаморфизма углей. Согласно этим данным, в Западно-Сибирской низменности породы с поздней буроугольной стадией метаморфизма органического вещества появляются в центральных, наиболее погруженных частях низменности начиная с кузнецовской и покурской свит с глубины около 900—1000 *м*. В готерив-барреме метаморфизм достигает стадии газовых углей, а в осадках марьяновской и тюменской свит — стадии паровично-спекающихся тощих углей. Следовательно, можно считать, что начиная с осадков кузнецовской и покурской свит появляются условия, благоприятные для нефтеобразования.

Приведенные материалы, несмотря на различные исходные данные, показывают, что в Западно-Сибирской низменности нефтепроизводящими являются осадки юры и нижнего мела. Вопрос о времени эмиграции углеводородов из материнских пород в коллекторы изучен еще недостаточно.

По мнению И. И. Нестерова, при погружении современных нефтеносных толщ низменности на глубину 1000—1300 *м* в них возникали процессы миграции углеводородов из рассеянного органического веще-

http://jurassic.ru/

ства песчаных пород в зоны как структурных, так и литологических ловушек. Формирование нефтяных залежей в центральной части низменности, согласно этой точке зрения, в неокомских породах началось в конце мелового — начале палеогенового периода. Западная группа нефтяных месторождений (Шаимское, Мортымьинское) сформировалась несколько позднее — в палеогене — за счет миграции из центральных районов низменности (Каменное, Ханты-Мансийск), что подтверждается близостью углеводородного состава нефтей.

К концу мелового периода все локальные поднятия и более крупные структуры были уже в основном сформированы, т. е. к моменту образования нефтяных месторождений структурные и литологические ловушки уже существовали.

Как полагает Ф. Г. Гурари, процесс отщепления от рассеянного органического вещества миграционноспособных углеводородов является весьма длительным. Начинаясь в осадке в период седиментогенеза, процесс этот продолжается весьма длительное время, охватывающее при определенных условиях несколько геологических периодов. Однако интенсивность процесса и, следовательно, его результативность в разные этапы преобразования осадка в породы (и связанного с ним органического вещества) весьма различна. В стадию сингенеза и диагенеза, как правило, возникают лишь незначительные количества углеводородов, не способные образовать промышленно интересные залежи.

Массовое возникновение рассеянной микронефти, как это уже показано Н. Б. Вассоевичем и В. А. Успенским, начинается после погружения породы, попадающей в определенные физико-химические условия среды, обусловленные температурой, давлением, химизмом подземных вод и газов. Известную роль, очевидно, играет и состав изначального органического вещества. Так как все указанные условия зависят от геологического строения и истории развития каждого конкретного района, то, очевидно, и глубина погружения, необходимая для начала активного катагенного преобразования органического вещества, будет для разных регионов различной. По мнению Н. Б. Вассоевича (1958), эта глубина составляет 1000—1500 *м*, Гуссоу (Двали, 1959) для провинции Альберта определил ее равной 600—1100 *м*, И. И. Нестеров для центральных районов низменности 1000—1300 *м*.

Имеющиеся материалы о слабой степени метаморфизма органического вещества в породах тарской и вышележащих свит и о значительных гипергенных изменениях неокомских нефтей (см. табл. 7) Среднего Приобья совместно с данными о гидрогеологической и геотермической аномалии этого района позволили высказать предположение (Гурари, 1962) о вторичном характере этих нефтей. Генезис их связывается с несомненно нефтегазоматеринскими отложениями тюменской, марьяновской и куломзинской свит. Для этих свит устанавливается значительное сходство состава рассеянного органического вещества, битумов и нефтей, что позволяет рассматривать их в пределах центральных районов низменности как единую, очень близкую по геологическим условиям нефтегазоматеринскую толщу, в которой нефтегазообразование протекало не только в глинистых, но и во многих, тесно связанных с ними песчано-алевролитовых пластах. Многие факты и, в первую очередь, установленное Н. Н. Ростовцевым явление равномерного диффузионного потока растворенных углеводородных газов в юрских отложениях, направленного из центральных, наиболее прогнутых районов низменности к ее периферии, указывают, что явления первичной миграции, следовательно, и формирования залежей нефти и газа, протекают в низменности до настоящего времени.

http://jurassic.ru/

УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ*

Условия формирования газовых залежей несколько отличаются от условий формирования залежей нефти. В настоящее время в недрах Западно-Сибирской низменности содержится около 280 триллионов *м*³ термальных (30—140° С) соленых (5—80 *г/л*), преимущественно хлоридных натриевых вод с растворенными горючими газами. Насыщенность углеводородными газами в разных районах низменности различна. Установлено повышение газонасыщенности подземных вод в сторону центральных и северных частей низменности до 3—4 *л* газа на 1 *л* воды. В районах Тобольска, Ермаково (около Енисея) содержание горючих газов в водах снижается до 1,5—1,0 *л* на 1 *л* воды, к окраинам низменности, особенно в южном и юго-восточном направлениях — от 0,1 *л* на 1 *л* воды, а в зоне развития пресных азотных вод падает до нуля. Если в среднем для низменности газонасыщенность подземных вод принимать близкой к 1 *л* газа на 1 *л* воды, то количество растворенных в настоящее время углеводородных газов можно оценить примерно в 240—250 триллионов *м*³. Для образования такого количества газа требуются колоссальные объемы органического вещества. В предыдущих разделах было показано, что в мезо-кайнозойском чехле низменности имеются вполне достаточные количества органического вещества, способного перейти в углеводороды.

Почти по всем толщам мезозойского возраста устанавливается нарастание упругости растворенных углеводородных газов по направлению регионального погружения отложений в сторону центральных и северных районов низменности. Для отложений, залегающих в подошве мезо-кайнозойского чехла в Березовско-Игримском районе, аналогичная картина отмечается по пластовым давлениям в газовых месторождениях. В наиболее приподнятых западных участках Березовско-Игримского района пластовое давление составляет 128 *атм*, а в наиболее погруженных восточных участках увеличивается до 184 *атм*. Перепад давления в 56 *атм* в одном и том же продуктивном пласте происходит на расстоянии около 70 *км*. В небольших газовых залежах на востоке центрального района низменности (Назинская, Усть-Сильгинская площади) пластовые давления увеличиваются до 220 *атм*. В окраинных частях низменности, как уже отмечалось, углеводородные газы отсутствуют. Таким образом, перепад давления углеводородных газов в отложениях низов платформенного чехла низменности достигает 220 *атм*.

Возможно, что газообразование происходит уже в стадии диагенеза при небольших температурах. В этих условиях при давлении в 1 *атм* в 1 *л* растворяется около 50 *см*³ метана. При погружении осадков до глубины 300—350 *м* и при предельном насыщении воды давление метана может достигать 30—35 *атм*, а количество его до 1100 *см*³ на 1 *л* воды (Берчик, 1960). При дальнейшем погружении отложений и повышении температуры до 80° давление насыщения воды метаном поднимается до 60 *атм*, а при температуре 125° до 70 *атм*. Согласно Э. М. Берчик, при температуре 125°, характерной для нижней части платформенного чехла низменности, и при давлении 138 *атм* насыщение метаном подземных вод должно быть равно 3,2 *л* газа на 1 *л* воды. Это примерно отвечает показателям, полученным при опробовании скважин.

Приведенные данные свидетельствуют, что в период диагенеза осадков содержание газа в воде юрских отложений были примерно

* Раздел составлен Н. Н. Ростовцевым.

http://jurassic.ru/

в 3 раза меньше, чем в настоящее время. Следовательно, процесс образования газа происходит и после диагенеза.

Современное распределение упругости углеводородных газов в подземных водах мезозойских отложений низменности обусловлено суммарным влиянием большого количества факторов, среди которых важную роль играют диффузивные процессы.

Согласно расчетам В. А. Соколова (1956, стр. 84), величина диффузионного потока газа (метана), проходящего через столб воды в 1000 *м* с сечением 2 $м^2$, с перепадом давления в 100 *атм* составит 130 $м^3$ за 1 млн. лет. Для нижней части платформенного чехла Западно-Сибирской низменности перепад давления близок к 300 *атм*. При таком перепаде за 1 млн. лет через 1 $м^2$ продиффундирует около 700 $м^3$ метана. Для более высоких горизонтов перепад давления меньше и принят при расчетах от 120—150 до 250 *атм*.

Диффузия метана через насыщенные водой породы ниже, чем через воду. В. А. Соколов рекомендует для пород уменьшать эти данные в 3—5 раз. По лабораторным исследованиям, проведенным во ВСЕГЕИ (С. Г. Чернорук), скорость диффузии метана через хорошо отсортированный водоносный песок уменьшается примерно на 15% по сравнению со скоростью диффузии метана через чистую воду.

При расчетах количества продиффундировавшего газа в недрах Западно-Сибирской низменности, в соответствии с рекомендацией В. А. Соколова, количество продиффундировавшего газа через 1 $м^2$ уменьшено в 4—5 раз (и составляет от 700 до 150—200 $м^3$). Расчет произведен по контурам всех выделенных на карте прогнозов перспективных областей и районов и для части неперспективных земель, содержащих соленые воды с растворенными горючими газами. Средние мощности проницаемых пород вдоль этих контуров взяты те же, что и для подсчета запасов воды.

Как показывают расчеты, в смежные, неперспективные области, недра которых насыщены пресными азотными водами, за 120—150 с лишним миллионов лет (с начала средне-верхнеюрской эпох; для меловых отложений — 100 млн. лет) продиффундировало 60—70 триллионов $м^3$ метана. Часть его, по-видимому, рассеялась в воздухе, но основная масса была уничтожена бактериальными процессами. Не случайно, что в сравнительно узкой (до 50—70 *км*) зоне перехода пресных азотных вод в соленые метановые воды (по одним и тем же пластам) в подземных водах обнаружены метанокисляющие бактерии.

Из Приуральской газонефтеносной области, в которой количество растворенного в воде метана составляет 5 триллионов $м^3$, в зону пресных вод продиффундировало 7 триллионов $м^3$, а поступило за то же время из северной области и Фроловско-Красноленинского района 15 триллионов $м^3$. За этот срок (100—150 млн. лет) диффундирующий газ прошел расстояние в 100—150 *км* (1 *км* за 1 млн. лет). Принимая ширину Березовско-Игримской газоносной зоны равной 100—120 *км* (по карте прогнозов), можно считать, что весь газ, растворенный сейчас в недрах Приуральской области, поступил из смежных, расположенных восточнее районов. Поэтому давление растворенного в воде газа должно неуклонно падать в запад-северо-западном направлении, в сторону его разгрузки.

Большое значение для формирования газовых залежей имеют скорость и направление движения подземных вод. Скорость движения подземных вод в 1 *км* за 1 млн. лет (1 *мм* в год) будет равняться, согласно вышеприведенным расчетам, скорости диффузии метана. При совпадении направлений количество перемещенного газа, растворенного в воде, удваивается. Такое согласное движение воды и диффузии газа

http://jurassic.ru/

намечается в северном и северо-западном направлениях, в частности, в сторону Березовско-Игримского района. Это является дополнительной причиной сравнительно низкой концентрации газов, растворенных в подземных водах, близ окраин низменности и особенно в ее южной и юго-восточной частях, где указанные движения имеют противоположный знак.

Если исходить только из процессов диффузии газа, то при мощности пласта в 10 *м* и его протяженности в 10 *км*, при перепаде давления в 100 *атм*, в ловушку типа Похромской за 100 млн. лет поступит всего только 500 млн. $м^3$ газа. Если же принять скорость движения воды, равной скорости диффузии газа и имеющей то же направление, то 1 млрд. $м^3$ газа. На самом деле запасы газа в этом месторождении достигают 28 млрд. $м^3$.

Таким образом, если параметры, принятые для расчетов правильны, необходимо допустить, что основная масса газа, составляющая современные залежи, образовалась и сконцентрировалась еще в меловом периоде, когда юрские отложения были менее уплотнены и скорость движения воды в них по пластам была, очевидно, не 1 *мм* в год, а 30—50 *мм*. Если также учесть возможность формирования газовых залежей за счет струйной миграции, то скопление значительных масс газа в открытых залежах объясняется просто. В меловом периоде упругость метана, растворенного в юрских водах, очевидно, также нарастала в сторону центральных частей низменности. Значение упругости в то время было, по-видимому, меньшее чем сейчас примерно на величину, равную разности значений современной упругости и гидростатического давления.

Газонасыщенные песчаники вогулкинской толщи в геологическом прошлом находились на значительно меньшей глубине чем сейчас. Если бы давление насыщения метана в прошлые эпохи было бы таким же как в настоящее время, то все структуры Березовско-Игримского района были бы заполнены газом. Хорошо известно, что в этом районе газоносные структуры перемежаются с водоносными. В последних гидростатическое давление воды, насыщающей продуктивный горизонт, местами всего только на 1—5 *атм* больше упругости газа. Этого уже достаточно, чтобы структура была водоносной. Поэтому, допуская равенство упругости метана в меловом периоде и на современном этапе, появление водоносных структур можно объяснить лишь полным растворением в воде некогда существовавших в них газовых залежей. Процесс растворения газа есть процесс диффузии. И если, как показано выше, в результате этого процесса может выделиться в ловушку за 100 млн. лет только 500 млн. $м^3$ газа, то, следовательно, чтобы это количество газа вновь растворить в воде, потребуется то же время. Таким образом, газовые залежи с запасами в несколько миллиардов кубических метров не могли полностью раствориться в воде в течение мелового и третичного периодов. В связи с этим приходится допускать более или менее параллельное нарастание во времени давления газа и глубины залегания структурных ловушек.

С учетом пластового давления газа, замеренного в месторождениях, Н. Н. Ростовцевым была построена для Западно-Сибирской низменности карта изобар. Сгущение изобар на этой карте наблюдается в районах, где направление движения воды и диффузионного потока совпадает, и наоборот, они расходятся там, где эти движения направлены навстречу друг другу. Карта изобар из-за недостатка фактического материала является схематической и дает лишь общее представление о ходе процесса. Однако, если даже допустить погрешность в построениях ±100%, то в этом случае, например для зоны с

http://jurassic.ru/

изобарой 100 *атм*, в подошвенной части платформенного чехла, при глубине ее залегания в 3000 *м*, газовые залежи будут отсутствовать.

Несколько точнее построена карта изобар для Березовско-Игримского газоносного района. Впервые такая карта была составлена в 1960 г. для Березовского района по замерам пластовых давлений газа в шести открытых залежах. По этой карте было предположено наличие газа в продуктивной толще на Похромской и Тугиянской площадях и воды на Резимовской и Нарыкарской структурах (что впоследствии подтвердилось). По имевшимся материалам было установлено, что «газовые залежи в Березовском районе, при условии наличия коллектора и его залегания в благоприятных структурных условиях, формируются там, где давление газа, растворенного в водах продуктивной толщи, более гидростатического давления. Там, где есть продуктивная толща и есть благоприятные структурные условия, но давление растворенного в воде газа меньше гидростатического, — там нет и газовых залежей» (Ростовцев, 1961б, стр. 12).

В настоящее время нарастание общей упругости растворенных в подземных водах газов в сторону центральных частей низменности признается многими исследователями (Л. М. Зорькиным, М. Я. Рудкевичем и др.), которые, однако, считают, что от отдельно взятых газовых залежей давление газа, растворенного в приконтурных водах, падает во всех направлениях. Это предположение находится в явном противоречии с общей закономерностью перемещения растворенных газов из центральных и северных частей низменности, где их упругость повышенная, в окраинные зоны, где упругость газов значительно меньшая.

Газовые залежи в Березовско-Игримском районе в основном сформировались в течение мелового периода, но этот процесс частично продолжается вплоть до настоящего времени. Замеры пластового давления газа показывают, что между отдельными газовыми месторождениями: Алясовским — Похромским, Алясовским — Чуэльским и др. — на каждые 5—6 *км* расстояния пластовое давление в газовых залежах возрастает на 10 *атм*, а с учетом площади самих залежей расстояние это возрастает до 11 *км*. Соответственно шаг изобар при построении карты принят 11 *км* на 10 *атм*.

Для Березовского и непосредственно прилегающих к нему районов статический уровень подземных вод продуктивной толщи находится почти на уровне моря. В связи с этим значения изогипс поверхности фундамента примерно равны гидростатическим давлениям. При правильном определении сейсморазведкой положения изогипс поверхности фундамента сочетание их с изобарами позволяет прогнозировать наличие или отсутствие газовых залежей в структурах этого района. Однако показанные на карте предположительно газоносными структуры перед вводом в разведку должны подвергаться дополнительному изучению. Необходимо уточнить величину гидростатического давления, изучив положение статического уровня вод продуктивной толщи по ближайшим разведанным площадям, проверить правильность оцифровки изогипс поверхности фундамента. Значение этого можно показать на примере Тугиянского месторождения газа, где свод структуры был оконтурен изогипсой —1800, а пересекавшая его изобара имела значение 175—180 *атм*. Таким образом, казалось бы, что в продуктивной толще должна быть вода, которая и была получена в скважинах, заложенных на крыльях структуры; в скважине же, пробуренной на своде структуры, с глубины 1730 *м* (а не 1800 *м*, как показано на структурной карте) ударил фонтан газа с давлением 178 *атм*. В дру-

http://jurassic.ru/

гих случаях может получиться обратная картина, т. е. вместо ожидаемого газа будет получена вода.

В непрерывном уточнении и исправлении нуждается по мере получения новых фактических данных и показанное местоположение изобар. На прилагаемой карте по сейсмическим данным выделяется 203 положительных локальных поднятия (включая и самые мелкие). Поднятий, равных по размерам Алясовским и более крупным (Похромскому, Чуэльскому и т. д.), насчитывается около 110. Из числа указанных структур в Березовско-Игримском газоносном районе разведывалось 44; 16 структур оказалось газоносными и 28 водоносными. Кроме того, разведывалось еще девять структур (Ялбыньинская, Сысконсыньинская, Шоганская, Неремовская и др.), по которым были получены неопределенные результаты. Юго-восточнее Березовско-Игримского района на двух структурах (Южно-Яганокуртской и Карем-Постской) были получены небольшие притоки нефти вместе с водой. Исходя из составленной им карты изобар, Н. Н. Ростовцев считает, что на указанных девяти структурах имеются весьма небольшие по размерам газовые залежи. Исключением является Ялбыньинская структура, для которой размер залежи предполагается большим, в связи с чем ее разведку необходимо продолжить в ближайшее время. Итоги бурения в ряде случаев подтвердили прогнозы, сделанные по карте изобар, поэтому использование ее может значительно повысить эффективность газопоисковых работ в этом районе.

На территории, где изобары проведены менее уверенно, в пределах предположительно газоносной зоны выделяется 98 водоносных структур, из которых 21 подтверждена разведкой; среди остальных структур многие характеризуются значительным превышением гидростатического давления над газовым и их не следует вводить в разведку; на двадцати структурах гидростатическое давление близко к горизонту. эти структуры требуют проверки бурением.

Перспективных на газ * выделено 34 площади, в том числе упомянутые выше девять недоразведанных структур. К числу структур, в пределах которых можно ожидать наличие сравнительно большой площади газоносности, относятся Сумысьинская, Озерная и др.. Благодаря карте изобар в этом районе намечено больше газоносных структур, чем открыто за все время поисков и разведки. Необходимо учесть, что в пределах Березовско-Игримского района еще имеются участки, не изученные сейсморазведкой. В последующем на них могут быть обнаружены новые газоносные структуры.

На востоке и юго-востоке Березовско-Игримского района, несмотря на повышение в этом направлении значения изобар в связи с резким углублением фундамента, гидростатическое давление в нижней части платформенного чехла превышает газовое. Поэтому здесь из указанных отложений можно получить, очевидно, только нефть или воду, которые будут сильно насыщены газом. Всего в этом районе выделено 30 структур, из которых четыре разведаны; в двух структурах, как уже упоминалось, была получена вода, в двух — нефть с водой. Однако, если при продолжающихся сейсмических работах здесь будут выявлены структуры с достаточно высоким залеганием фундамента, они явятся высокоперспективными для поисков газа.

На основании вышеизложенного можно сделать следующие выводы:

* При оценке перспектив газоносности по изобарам рассматривается только самая нижняя, залегающая на фундаменте часть платформенного чехла. Перспективы газоносности залегающих выше отложений для Березовско-Игримского района не рассматриваются.

http://jurassic.ru/

1. Газовые залежи в Березовско-Игримском районе формировались на фоне плавного нарастания давления насыщения воды газом к центральной части северной половины низменности. В этом же направлении увеличивается и содержание тяжелых углеводородов в газах, растворенных в подземных водах.

2. Перепад давления насыщения газом вод продуктивной толщи (нижней части платформенного чехла) в 10 *атм* для Березовско-Игримского района отвечает расстоянию в 11 *км*, а для Мало-Атлымского — 16 *км*.

3. Газовые залежи в основном сформировались в меловом периоде, но небольшое поступление газа в залежи с их восточной стороны отмечается и в настоящее время. По-видимому, примерно такое же количество газа удаляется сейчас из залежей по западным границам.

4. Газовые залежи формировались только в тех ловушках, в которых гидростатическое давление было меньше давления насыщения воды газом. При обратном соотношении ловушки содержат воду, если даже они располагаются и между двумя газовыми месторождениями (например Чебачья структура).

5. Учитывая, что в течение неогенового, палеогенового и частично мелового периодов в процессе диффузии из сформировавшейся залежи может быть удалено очень незначительное количество газа, залежи последнего могут быть обнаружены также к западу и северо-западу от Березовско-Игримского района, в том числе и в зоне развития опресненных вод. Однако они могут присутствовать только в очень приподнятых структурах.

6. К востоку от Березовско-Игримского района, начиная примерно с глубины залегания фундамента 2000 *м* и более, вероятно нахождение нефтяных залежей с большим газовым фактором, а на высокоприподнятых структурах и на структурах, расположенных в центральной части северной половины низменности, — обнаружение крупных газовых шапок.

Как показывает карта изобар, крупные газовые месторождения следует искать в центральной части северной половины низменности (к северу от широтного колена р. Оби, что подтверждается открытием Тазовского и Охтеурьевского газовых месторождений.

Изложенные материалы свидетельствуют о том, что вопросы формирования нефтяных, газо-конденсатных и газовых месторождений Западно-Сибирской низменности (особенно первых двух) выяснены еще не окончательно. Это связано с тем, что почти все месторождения на описываемой территории открыты лишь недавно и их основные параметры изучены очень слабо. Несомненно, что по мере накопления новых материалов имеющиеся представления удастся уточнить. Однако данные, которыми мы располагаем в настоящее время, позволяют достаточно уверенно решать вопрос о направлении и методике поисковых и разведочных работ.

http://jurassic.ru/

Глава пятая

ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО НАПРАВЛЕНИЮ И МЕТОДИКЕ ПОИСКОВЫХ И РАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

Западно-Сибирская низменность представляет собой весьма своеобразную нефтегазоносную провинцию, не имеющую краевых прогибов и впадин. Эпиконтинентальные бассейны, проникавшие в ее пределы, охватывали значительную территорию наиболее опущенных внутренних частей низменности и ее склонов. В условиях прибрежных бассейнов на обширном пространстве создавалась благоприятная обстановка для накопления, захоронения и преобразования в углеводороды органического вещества. В отличие от других платформ и плит, где наиболее благоприятные условия для нефтегазообразования создаются преимущественно в пределах передовых прогибов, в Западно-Сибирской низменности вся центральная часть и примыкающие к ней склоны являлись ареной нефтегазообразования и нефтегазонакопления. Это первая, наиболее общая закономерность, определяющая размещение нефтяных и газовых месторождений в пределах описываемой провинции.

Приуроченность нефтяных и газовых залежей к трансгрессивной толще верхнеюрских и неокомских, преимущественно морских и прибрежно-морских осадков представляет собой следующую закономерность распределения нефти и газа месторождений в пределах низменности. Исходя из этой закономерности, необходимо тщательно изучить вышележащие трансгрессивные циклы осадков, могущих в наиболее погруженных частях низменности оказаться продуктивными.

Все нефтяные и газовые залежи, обнаруженные на территории Западно-Сибирской низменности, связаны со структурами длительного развития, основной этап формирования которых падает на мезозойскую эру. Структурообразующие движения проявлялись одновременно с накоплением осадков. Ранее возникшие структуры в дальнейшем развивались унаследованно, в силу чего в них создавались условия для последовательного накопления углеводородов и создания многопластовых месторождений. Отмеченное явление также представляет собой одну из закономерностей размещения нефтяных и газовых залежей в данном регионе. То обстоятельство, что большинство из выявленных структур принадлежит к структурам именно такого типа, значительно повышает перспективы Западно-Сибирской низменности, а также облегчает поиски нефти и газа в ее пределах.

Несмотря на то что выявление нефтяных и газовых залежей на территории низменности только начато, уже установлено широкое развитие месторождений, связанных с региональными зонами выклинивания пород-коллекторов на склонах выступов фундамента или же в условиях замещения песчаников глинами.

Так, месторождения западной части низменности — газовые месторождения Березовско-Игримского района, нефтяные месторождения Каменное и Шаимской группы — принадлежат к типу залежей, экранированных выступами пород фундамента. В пределах Усть-Балыкского месторождения также обнаружены залежи нефти, приуроченные к пластам песчаников, замещаемых по простиранию глинами. Эти дан-

http://jurassic.ru/

ные свидетельствуют о возможности обнаружения новых, в том числе и весьма крупных месторождений нефти и газа, связанных с зонами выклинивания пород-коллекторов. Отмеченная закономерность позволяет сделать вывод о возможности выявления многочисленных залежей нефти и газа в зоне примыкания продуктивных серий осадков к склонам фундамента. Изучение фациальных изменений трансгрессивных серий осадков, наиболее благоприятных для нефтегазообразования, позволяет наметить на бортах крупных впадин региональные зоны выклинивания пачек песчаников, которые могут явиться мощными зонами нефтегазонакопления.

Несколько сужают общую перспективную площадь Западно-Сибирской низменности вторичные процессы инфильтрации поверхностных вод, которыми в той или иной мере охвачены ее западный, восточный и южный склоны. В пределах зон проникновения поверхностных пресных вод осуществлялось химическое и биологическое окисление возникавших углеводородов. Естественными границами зон влияния поверхностных вод на залежи могут являться ближайшие крупные валообразные поднятия. Тщательное изучение крыльев таких поднятий, особенно крыльев, обращенных во внутрь впадины, может привести к выявлению залежей нефти и газа, наиболее близко расположенных к транссибирской магистрали, Уралу и Енисею.

Имеющиеся материалы указывают на определенную зональность в размещении залежей нефти и газа в низменности. Это заключение подтверждается тем, что ловушки восточного склона Северо-Сосьвинского моста заполнены газом, а в расположенных восточнее более глубоких частях впадины обнаруживается нефть (Каменное месторождение). На восточном борту Западно-Сибирской плиты также выявлены залежи газа (Тазовское и Охтеурьевское месторождения), тогда как западнее, в более прогнутых частях низменности найдены нефтяные месторождения (Соснинское и Мегионское). Видимо, не является случайностью и расположение Усть-Сильгинского газо-конденсатного месторождения в полосе, протягивающейся к западу от Охтеурьевского газового и к востоку от Соснинского нефтяного месторождений.

Особенности геологического строения и отмеченные закономерности размещения нефтяных и газовых месторождений позволяют высказать некоторые общие соображения о возможности выявления крупных залежей нефти и газа в мезо-кайнозойском чехле Западно-Сибирской плиты.

Наиболее благоприятными для обнаружения крупных залежей нефти и газа являются центральные и особенно северные районы низменности. В этих районах на протяжении всего мезозоя шло накопление мощных толщ, которые испытали тектонические движения, обусловившие возникновение хороших структурных ловушек. Здесь уже обнаружены нефтегазопроявления и залежи нефти и газа в осадках средней и верхней юры и неокома и могут быть обнаружены еще более насыщенные нефтью и газом многопластовые месторождения с нефтегазосодержащими горизонтами в верхнемеловых отложениях.

Самые крупные залежи нефти и газа, очевидно, будут приурочены к крупным валам раннего заложения и длительного развития. Такие валы уже известны в пределах наиболее прогнутых частей низменности и на бортах сводообразных поднятий, непосредственно прилегающих к крупным впадинам. Весьма вероятно обнаружение крупных залежей нефти и газа в зонах литологического замещения хорошо проницаемых коллекторов-песчаников глинистыми осадками, особенно на склонах крупных валообразных поднятий и на бортах впадин. При поисках крупных зон нефтегазонакопления следует учитывать и отмеченные выше явления зонального размещения нефтяных и газовых месторождений.

http://jurassic.ru/

Обширные геолого-геофизические материалы, изложенные в предыдущих главах и освещающие строение платформенного чехла Западно-Сибирской плиты и ее фундамента, явились основой для построения карты прогнозов нефтегазоносности этой провинции. Карта составлена в 1961 г. коллективом сотрудников СНИИГГиМС, ВНИГРИ, НИИГА, ВСЕГЕИ, Тюменского и Новосибирского геологических управлений. На указанной карте территория низменности разделена на три основные категории земель: перспективные, с неясными перспективами и неперспективные. Площадь перспективных земель превышает 1,5 млн. *км*², что определяет значительные потенциальные ресурсы нефти и газа в недрах низменности.

Перспективные земли в зависимости от геологических условий распространения залежей нефти и газа и степени геолого-геофизической изученности подразделяются еще на три категории земель, каждая из которых в зависимости от структурно-фациальной и гидрогеологической характеристики в свою очередь делится на две или три группы площадей, различающихся между собой по величине удельной плотности запасов нефти и газа. Территориально перспективные земли расчленены на три области: Северную, Центральную и Западную. Более изученные Центральная и Западная области делятся на районы, которые отличаются друг от друга этажом нефтегазоносности, типом наиболее распространенных залежей нефти и газа, гидрогеологической и геохимической характеристикой юрских и меловых отложений.

Ниже приведено краткое обоснование отнесения земель к той или иной категории.

1. Неперспективные земли располагаются в виде полукольца шириной 40—500 *км* близ палеозойского обрамления низменности. Общая площадь их равна 760 тыс. *км*². На этой территории пробурено несколько тысяч колонковых скважин и разведано 15 площадей, по которым получены отрицательные результаты. Проницаемые породы насыщены здесь пресными или слабо минерализованными водами, в составе растворенных газов которых преобладают негорючие компоненты. Особенно широко распространены в породах чехла пресные воды в пределах юго-восточной части низменности (Барабинско-Пихтовская, Приаргинская и Южно-Енисейская моноклинали, а также прилегающие прогибы и впадины). Для этих земель характерна весьма неблагоприятная геохимическая характеристика пород и органического вещества.

2. Земли с невыясненными перспективами занимают площадь 600 тыс. *км*² и располагаются в виде полукольца, как бы вложенного в полукольцо неперспективных территорий. Толщи, в которых здесь можно предполагать наличие условий для скопления углеводородов, тесно связаны с районами обрамления, откуда постоянно поступали и поступают пресные, активные в геохимическом и микробиологическом отношениях воды, обусловившие разрушение возникших в данной зоне или поступивших в нее углеводородов. Юго-восточная часть этого района характеризуется неблагоприятными геохимическими показателями для пород и органического вещества.

В пределах земель с невыясненными перспективами разведано около 50 площадей, по которым получены отрицательные результаты. Однако окончательного вывода об отсутствии в этой зоне скоплений нефти и газа сделать пока нельзя. Разведано только 8% от общего теоретически возможного количества локальных структур. Кроме того, в ряде мест в подземных водах отложений юры и неокома упругость растворенных газов приближается к гидростатическому давлению. На отдельных площадях получены непромышленные притоки гипер-

http://jurassic.ru/

генно измененной нефти (Тобольская и Ереминская площади). Возможными продуктивными толщами этого района могут быть отложения юры и нижнего мела. По глубине залегания возможных продуктивных горизонтов земли с невыясненными перспективами можно подразделить на две части: западную (площадь 120 тыс. *км*²) с глубинами 600—1200 *м* и восточную (площадь 480 тыс. *км*²) с глубинами 1200—3000 *м*. Граница этих участков условно проведена вдоль оси Тобольского вала.

3. Перспективные земли расположены внутри контура земель с невыясненными перспективами. Как уже указывалось, эти земли разделяются на Западную (Приуральскую), Центральную и Северную области. Западная область в свою очередь подразделяется на три района: Березовско-Игримский, Шаимский и Фроловско-Красноленинский; Центральная — на два: Пудинско-Туйский и Сургутский.

Западная (Приуральская) область выделяется на западе низменности, вдоль восточного и южного склонов Северо-Сосьвинского моста, восточного и северного склонов Туринского выступа. Площадь данной области 210 тыс. *км*². Здесь разведано около 46 площадей, что составляет примерно 10% от всех теоретически возможных в этой области локальных поднятий. В результате поисково-разведочных работ выявлено 15 газовых и три нефтяных месторождения в юрских и валанжинских отложениях. В районе Березово открыты также три небольшие по запасам газовые залежи в осадках готерива и баррема.

Северная часть Западной области, где распространены лишь газовые месторождения, выделяется в Березовско-Игримский район (площадь 95 тыс. *км*²). Южная ее часть, где пока известны лишь нефтяные месторождения, названа Шаимским районом (площадь 80 тыс. *км*²). Кроме того, вдоль восточной границы области выделен Фроловско-Красноленинский район (площадь 35 тыс. *км*²), характеризующийся своеобразной исключительно глинистой фацией валанжинских и готерив-барремских отложений. В этом районе открыто Каменное нефтяное месторождение с очень высоким газовым фактором, поэтому здесь возможно нахождение газо-конденсатных месторождений. Границы между указанными районами являются условными. Внутри районов в качестве группы площадей, имеющих большие перспективы, выделены территории крупных поднятий, выявленных различными методами*.

Все открытые месторождения газа и нефти в Приуральской части приурочены к зоне регионального выклинивания юрских отложений, характеризующейся сильным опесчаниванием пород и наличием песчаных пачек с хорошими коллекторскими свойствами. Одной из таких пачек является вогулкинская толща, к которой приурочены газовые и нефтяные залежи Западной области.

Зона регионального выклинивания прослежена буровыми работами почти по всему восточному склону Северо-Сосьвинского моста и Туринского выступа. Она протягивается от Березовского месторождения газа через Игримскую и Шухтунгортскую группы месторождений в район Шаима и Тавды. К северу от Березово зона регионального выклинивания прослежена до района Куноватской структуры. Некоторые исследователи продолжают ее далеко на север, в район Щучьинского выступа. Ширина этой зоны на ряде участков достигает 50—75 *км*. Поскольку Приуральская зона регионального выклинивания характеризуется развитием в нижней части платформенного чехла песчаных пород с хорошими коллекторскими свойствами, сплошь перекры-

---

* К концу 1963 г. в Березовско-Шаимском и Красноленинском районах открыто 7 нефтяных и 18 газовых месторождений.

http://jurassic.ru/

тых мощной непроницаемой глинистой покрышкой валанжина, она является, по мнению ряда геологов (Ансимов и др., 1959, 1960), наиболее благоприятной для скопления больших количеств нефти и газа.

Для всей Западной области характерны однопластовые месторождения, приуроченные к песчаным образованиям базальной вогулкинской толщи, обычно выклинивающейся к своду выступов фундамента, с которыми связаны локальные структуры чехла. Поэтому подавляющее большинство залежей относится к сложно построенному пластовому литологически экранированному типу. Кроме того, в Березовско-Игримском районе известны редкие и незначительные по запасам газовые пластовые сводовые залежи в песчаниках готерив-барремского возраста.

В пределах Западной области в зоне выклинивания нефтегазоносных юрских и неокомских отложений имеются значительные перспективы обнаружения крупных стратиграфических залежей, приуроченных к склонам крупных положительных структур и не контролируемых локальными поднятиями чехла. Такие залежи могли сформироваться в заливообразных прогибах зон выклинивания песчаных горизонтов или просто в ограниченных выклиниванием песчаных горизонтах на моноклинали.

Обладая высокими перспективами на нефть и газ, зона регионального выклинивания юрских отложений является первоочередным районом для поисковых работ на газ. Этот вывод подкрепляется и экономическими соображениями, в частности тем, что Приуральская зона ближе других перспективных районов расположена к промышленным центрам Урала, нуждающимся в топливе; в ее пределах проходит трасса строящегося газопровода, к которому можно будет быстро подключать открываемые месторождения.

Территория Западной области региональными геолого-геофизическими работами изучена в достаточной степени. Главными задачами дальнейших работ являются:

1) разведка и подготовка к разработке уже открытых Шаимского, Мортымьинского и Каменного нефтяных месторождений;

2) разведка подготовленных к бурению, выявление и детализация новых перспективных структур, расположенных рядом с уже известными месторождениями нефти, в первую очередь в пределах Шаимского и Красноленинского валов;

3) поиски и разведка новых газовых месторождений на структурах, прилегающих к уже известным газовым месторождениям Березовского района. Наибольшая концентрация поисково-разведочных работ должна быть осуществлена вдоль трассы строящегося газопровода и железной дороги;

4) выявление новых структур в газоносной зоне, протягивающейся от Березово к Шухтунгорту и далее на юго-запад, и их разведка. Для прослеживания газоносной зоны в ее южной части рекомендуется бурение Ханлазинской поисково-структурной скважины;

5) поиски месторождений стратиграфического типа в целом по всей Приуральской зоне регионального выклинивания и в зоне замещения нефтеносных песчаников неокома глинами фроловской свиты. Наиболее перспективны на залежи этого типа территория между Шухтунгортским месторождением газа и Шаимским районом и территория, лежащая на границе Фроловско-Красноленинского и Сургутского районов. Здесь наблюдается замещение глинами песчаных пластов по их восстанию, что наиболее благоприятно для формирования литологически экранированных залежей. Для их поисков рекомендуется бурение профилей скважин в верховьях рек Северной Сосьвы, Конды и на

http://jurassic.ru/

участках между Усть-Балыком и Каменной площадью, между устьем р. Демьянки и с. Нахрачи на р. Конде.

Основным методом поисков и подготовки локальных структур в Западной области является сейсморазведка МОВ. При выборе структур под разведочное бурение для поисков новых газовых месторождений должна использоваться методика построения карты изобар, предложенная Н. Н. Ростовцевым (1961). Ее применение позволяет значительно повысить эффективность поисково-разведочных работ.

Связь залежей нефти и газа с базальной вогулкинской толщей, развитой на склонах выступов фундамента и обычно выклинивающейся к их вершине, обусловливает сложные очертания контура нефтеносности или газоносности, частое отсутствие продуктивного слоя на своде структур. На пологих поднятиях площадь отсутствия продуктивного горизонта («лысая» зона) гораздо больше по размерам, чем на структурах с крутым, резким выступом фундамента. Разведку всех этих поднятий целесообразно вести, закладывая скважины в присводовой части структур, а затем на их крыльях. Для газовых месторождений примерное положение внешнего контура газоносности следует определять по уже упоминающейся карте изобар.

В пологих поднятиях контуры залежи могут контролироваться не столько морфологией структуры, сколько зоной выклинивания продуктивного базального слоя (как это намечается для Шаимского месторождения). В подобных случаях в пределах одной локальной структуры возможно образование нескольких изолированных друг от друга залежей, каждая из которых должна разведываться самостоятельно.

Центральная область делится на два района: Сургутский, в котором уже открыты крупные нефтяные и газовые месторождения, и смежный Пудинско-Туйский, где пока получены лишь непромышленные и полупромышленные притоки нефти и открыто одно газо-конденсатное месторождение, запасы которого еще не определены.

Пудинско-Туйский район перспективных земель выделен в южной части Центральной области и охватывает территорию Тарского Прииртышья, Колпашевского Приобья, бассейны рек Парабели, Васюгана, Тыма и район среднего течения р. Вах. Площадь его 280 тыс. *км*². В этом районе геологические условия формирования и сохранения залежей нефти и газа по сравнению с более южными районами значительно улучшаются. Благоприятными условиями являются:

1) улучшение закрытости предполагаемых нефтегазосодержащих свит и уменьшение влияния окисляющих агентов в период осадконакопления, диагенеза и эпигенеза. Уменьшение влияния пресных вод, двигающихся от обрамления низменности;

2) появление в разрезе мезозоя пород, характеризующихся повышенной степенью восстановленности органического вещества, особенно в породах тюменской, марьяновской и куломзинской свит;

3) появление в основании разреза куломзинской свиты ачимовской песчано-алевролитовой пачки;

4) наличие в неокомских отложениях зоны замещения пестроцветных лагунных осадков сероцветными и зеленоцветными морскими и прибрежно-морскими породами;

5) наличие в ряде участков (Старо-Солдатский вал, Межовская группа поднятий и др.) зоны выклинивания морских юрских отложений, характеризующихся резко восстановительными условиями осадконакопления и диагенеза, благоприятными для преобразования органического вещества в углеводороды. В зонах выклинивания этих осадков вдоль склонов локальных структур часто появляются базальные слои

http://jurassic.ru/

хорошо проницаемых песчаников, образующих благоприятные ловушки для скопления и сохранения углеводородов.

На территории Пудинско-Туйского района разведано 12 локальных структур, что составляет менее 5% от общего количества теоретически возможных структур в этом районе. Признаки нефти отмечены здесь в отложениях юры и неокома. Результаты опробования скважин указывают на наличие в юрских и нижнемеловых отложениях минерализованных вод с растворенным горючим газом; в его составе присутствуют тяжелые углеводороды (до 10%), упругость которых возрастает в северном направлении.

При общей значительной погруженности Пудинско-Туйского района для него характерно наличие ряда крупных валообразных выступов фундамента, полностью перекрытых отложениями чехла лишь в самом конце юрского периода или даже в валанжинский век. Наличие этих островов, активно разрушавшихся мезозойским морем, обусловило накопление сравнительно хорошо проницаемых коллекторов в составе тюменской свиты, которая в более центральных районах низменности хороших коллекторов не имеет. Поэтому для Пудинско-Туйского района перспективными горизонтами являются не только песчаники валанжина и готерив-барремских отложений, но в определенных зонах (Старо-Солдатский, Туйский, Пологрудовский, Парабельский валы и Межовское поднятие, а также, возможно, другие валы этого района, еще не изученные бурением и недостаточно изученные сейсморазведкой) также отложения тюменской свиты. Именно с ними связано Усть-Сильгинское газо-конденсатное месторождение, расположенное на Парабельском валу, в непосредственной близости к Сенькинскому выступу фундамента. Объем геолого-геофизических региональных работ, выполненных в пределах Пудинско-Туйского района, значителен, но распределен неравномерно. Наиболее изучена южная часть района; западная и северная части изучены геофизикой и сейсмозондированиями МОВ, но почти не освещены глубоким бурением; северо-восточная часть слабо изучена и сейсморазведкой, и глубоким бурением. Основными задачами дальнейших работ в этом районе являются:

1) окончание разведки и определение промышленного значения уже выявленных нефтяной залежи на Межовском поднятии и газо-конденсатных залежей Усть-Сильгинского месторождения;

2) завершение разведки разбуриваемых локальных структур на Старо-Солдатском, Туйском и Старицком валах;

3) разведка подготовленных сейсморазведкой структур на наиболее перспективных крупных поднятиях: Туйском и Парабельском валах, Межовском поднятии; поиски в этих зонах сейсморазведкой новых локальных структур и подготовка их к разведке глубоким бурением;

4) поиски крупных стратиграфических залежей, связанных с зонами выклинивания продуктивных отложений и контролируемых не локальными поднятиями, а склонами крупных положительных структур. Для выполнения этой задачи нужно проведение сейсморазведки МОВ и ЗПВ (зондирования преломленными волнами) и бурение профилей поисковых скважин в первую очередь на крыльях Туйского вала, на северном крыле Межовского поднятия, на северо-восточном крыле Старо-Солдатского вала; по мнению сотрудников Новосибирского геологического управления, следует провести аналогичные работы в пределах Барабинско-Пихтовской моноклинали;

5) уточнение внешних контуров области нефтегазонасыщения юрских и неокомских отложений. Для этой цели необходимо бурение ряда структурно-поисковых скважин, в первую очередь в пределах Усть-Ишимского, Пологрудовского (Ивановская структура) валов,

http://jurassic.ru/

на Пудинском (оз. Мирное), Камсесском (с. Кананак), Пыль-Караминском валах.

Для решения указанных задач необходимо завершить сейсмозондирования МОВ на всей площади района, усилить площадные детальные сейсморазведочные работы на Туйском, Старицком, Туртасском и Мало-Туртасском валах и на Межовском поднятии. Также необходимо ускорить выполнение профилей ЗПВ. При бурении поисковых и разведочных скважин в этом районе, особенно в зоне уже указанных выступов фундамента, опробованию должны подвергаться с одинаковой тщательностью как неокомские, так и юрские отложения.

Для лучшей увязки с разрезом Сургутского района все выявленные в нем продуктивные пласты должны быть прослежены на территории Пудинского-Туйского района.

Сургутский район перспективных земель располагается в северной части Центральной области. Площадь его 240 тыс. *км*². В этом районе разведано и находится в разведке 11 площадей, что составляет менее 5% от общего количества теоретически возможных локальных поднятий. Здесь открыты обладающие большими запасами нефти месторождения на Усть-Балыкской, Мегионской, Западно-Сургутской и Соснинской площадях *. Нефтяные промышленные залежи приурочены к осадкам неокома (куломзинская, тарская и вартовская свиты). Небольшие нефтегазопроявления в виде пропитывания нефтью керна и непромышленных притоков нефти и газа отмечены в отложениях тюменской свиты, барабинской и ачимовской пачек, куломзинской, тарской и вартовской свит. На Охтеурьевской площади получен мощный газовый фонтан, предположительно из песков ипатовской и песчаников тарской свит.

По геологическому строению и условиям залегания нефтяных и газовых залежей Сургутский район близок к Пудинско-Туйскому, отличаясь от него следующим:

1) более восстановительными условиями осадконакопления и диагенеза пород юры и нижнего мела;

2) большей изолированностью нефтьсодержащих толщ от районов обрамления с пресными, геохимически активными водами;

3) наличием зон «литологического барьера», по мере приближения к которым происходит постепенное замещение песчаных осадков глинистыми. В этих зонах существовали наиболее благоприятные условия для сохранения углеводородов и скоплений их в залежи. Ширина зоны замещения неокомских песчаников в Сургутском районе, расположенная в основном близ границы с Фроловско-Красноленинским районом, достигает участками 200 *км*;

4) наличием в верхней части куломзинской свиты песчаных пластов с хорошими коллекторскими свойствами, приуроченных к структурным зонам с благоприятными условиями для образования и сохранения нефтяных и газовых залежей;

5) наличием промышленных месторождений нефти и газа в осадках неокома с большим количеством нефтегазопроявлений в породах юры и нижнего мела.

Выявленные в Сургутском районе нефтяные месторождения приурочены к двум крупным положительным структурам: Нижне-Вартовскому и Сургутскому сводообразным поднятиям. Мощный газовый фонтан получен на своде гипсометрически наиболее высокой локальной структуры Александровского вала. Поэтому естественно, что территории всех крупных поднятий, установленных различными методами

* К концу 1963 г. в Сургутском районе открыто 9 нефтяных месторождений.

http://jurassic.ru/

в пределах Сургутского района, оценены весьма благоприятно. Однако следует учесть, что в понижениях также возможно нахождение литологически экранированных залежей.

Большой интерес представляет зона Колтогорского прогиба. Многие геологи рассматривают ее в качестве узкого желобообразного прогиба, генетически связанного с глубинным разломом (Омским), сохранившим активность в мезозойскую и кайнозойскую эры. В этой зоне предполагается наиболее активный рост локальных поднятий, развитие хороших коллекторов в юрских и нижнемеловых отложениях, а также наличие разломов, способствовавших перемещению флюидов вверх по разрезу. В связи с этим ряд геологов предполагает возможность значительного повышения этажа нефтегазоносности в зоне Колтогорского прогиба, вплоть до мощной глинистой толщи сенонских отложений.

Центральная часть Сургутского района, прилегающая к долине р. Оби, изучена достаточно детально, в том числе глубоким бурением и площадной сейсморазведкой. Южная и особенно северная части района в структурном отношении изучены слабо. Глубоких скважин севернее широтного течения р. Оби практически нет.

Основные задачи поисково-разведочных работ в Сургутском районе:

1. Доразведка, определение запасов и подготовка к разработке уже открытых нефтяных месторождений, в первую очередь Усть-Балыкского и Мегионского. Разведка Охтеурьевского газового месторождения.

2. Разработка подготовленных к бурению структур, выявление и детализация новых перспективных структур в пределах Нижне-Вартовского, Сургутского сводообразных поднятий и Александровского вала, на площади которых уже открыты месторождения нефти или газа (Вынгинская, Ватинская, Ореховская, Южно-Балыкская и другие структуры). Аналогичные работы должны быть развернуты по валам, прилегающим к Колтогорскому прогибу (Ново-Васюганский, Каймысовский, Средне-Васюганский). Уже выявленные здесь локальные структуры (Моисеевская, Ново-Васюганская, Мыльджинская и др.) должны быть введены в разведку.

Следует учесть, что с востока на запад количество нефтенасыщенных пластов в месторождениях Сургутского района закономерно увеличивается, поэтому наибольшие запасы следует предполагать в структурах Сургутского сводообразного поднятия. При разведочных работах должна быть учтена возможность обнаружения не только пластовых сводовых залежей, но также литологически экранированных залежей в частовыклинивающихся на крыльях структур песчаниках средней и верхней частей готерив-барремских и валанжинских отложений.

Основной продуктивной толщей Сургутского района являются неокомские отложения. Из юрских пород, несмотря на повсеместное нефтенасыщение, из-за плохого качества коллекторов промышленных притоков еще не получено. Для изучения закономерностей изменения юрских коллекторов и основных характеристик этих отложений они должны вскрываться и изучаться на каждой разведочной площади хотя бы одной скважиной.

3. Поиски и предварительное оконтуривание благоприятных локальных поднятий в пределах уже известных, но слабо изученных крупных положительных структур: Салымской группы поднятий, Угутского, Вать-Еганского и Каймысовского валов.

4. Выявление и оконтуривание крупных поднятий на территориях района, слабо изученных сейсморазведкой.

http://jurassic.ru/

5. Заложение структурно-поисковых скважин на Окуневском валу, в первую очередь на Люк-Пайской структуре, для уточнения восточной границы зоны газонасыщения, выявленной у восточной окраины Сургутского района. Для наиболее полного изучения разреза продуктивных юрских и нижнемеловых отложений рекомендуется заложение глубокой структурно-поисковой скважины в Колтогорском прогибе.

Вся площадь Сургутского района должна быть полностью покрыта сейсмозондированиями. Так как основной продуктивной толщей района являются песчаные отложения неокома (вартовская, леушинская и тарская свиты), то сейсморазведкой следует прослеживать поведение отражающих горизонтов в этих отложениях, а не только по подошве верхней юры, как это делается до сих пор. Это тем более необходимо, что уже имеются данные о небольшом смещении структурных форм по опорным горизонтам юры и неокома. Для прослеживания этих горизонтов и построения по ним структурных карт должна быть соответствующим образом отработана методика сейсмических работ.

В процессе разбуривания нефтеносных структур необходимо совершенствовать номенклатуру продуктивных пластов и их корреляцию.

Северная область занимает обширную площадь равную 730 тыс. *км*². Эта область оценивается наиболее высоко, несмотря на ее более слабую изученность. Бурение первых же скважин подтвердило это предположение. В районе с. Тазовского в 1962 г. открыто крупное газовое (возможно, нефтегазовое) месторождение.

Высокие перспективы Северной области определяются благоприятными геологическими и геохимическими условиями по разрезу юрских и меловых отложений. Такие условия имеются в Сургутском районе, но в Северной области сочетание всех факторов, способствующих накоплению и сохранению залежей нефти и газа, является еще более благоприятным. В этой области предполагается наиболее широкий стратиграфический диапазон распространения нефтяных и газовых залежей. Кроме отложений юры и мела, здесь предполагается наличие нефтяных месторождений в триас-нижнелейасовых отложениях и, возможно, в более древних палеозойских отложениях.

Перспективность Северной области основывается на следующих данных:

1) нарастание благоприятных геохимических показателей от Оби по направлению к Северной области;

2) наибольшая удаленность ее от обрамления и в связи с этим лучшая закрытость предполагаемых нефтегазоносных толщ;

3) увеличение наряду с сохранением благоприятных геохимических условий роли песчаного материала в разрезе неокома;

4) наличие крупных поднятий, вдоль склонов которых предполагается широкое развитие базальных слоев с хорошими коллекторскими свойствами;

5) увеличение упругости растворенных горючих газов по разрезу юры и мела по направлению к Северной области. В этом же направлении отмечается увеличение содержания тяжелых углеводородов в растворенных газах;

6) наличие в разрезе неокома и сеномана зон сплошного развития глинистых пород по границе с Фроловско-Красноленинским районом;

7) наличие крупного газового месторождения в низовьях р. Таза и наличие многочисленных нефтегазопроявлений по разрезу триаса, юры и мела в районе Усть-Порта, что указывает на вероятное повышение в Северной области этажа нефтегазоносности.

http://jurassic.ru/

На основании этих данных предполагается, что в Северной области нефтегазоносными толщами будут являться отложения триаса, юры, валанжина, готерива и баррема, апта, сеномана, и, возможно, как и для других районов низменности, к наиболее перспективным можно будет отнести районы выявленных и предполагаемых поднятий, таких как Пурпейская группа поднятий, Северное и Тазовское сводообразные поднятия, Верхне- и Нижне-Пуровские валы и др.

Совокупность всех данных позволяет рассчитывать на открытие в Северной области крупных месторождений нефти и газа.

Геолого-геофизическая изученность Северной области весьма слабая. Эта территория покрыта магнитной съемкой и пересечена на отдельных участках единичными профилями сейсморазведки МОВ и МТП (магнитотеллургическое профилирование). В небольшом объеме проведены профили мелких колонковых скважин. Глубокого бурения, кроме Тазовской площади и Усть-Енисейского района, в Северной области не было. Поэтому задачи дальнейших работ на этой территории несколько отличаются от тех, которые были поставлены для Западной и Центральной областей. Важнейшими из них являются:

1. Изучение регионального строения и выявление нефтегазосодержащих толщ в разрезе мезозойских отложений. В первую очередь следует в пределах Северной области провести ряд широтных профилей сейсмозондированиями МОВ и ЗПВ с расстояниями между профилями 200—300 *км*.

2. Для изучения разреза, прослеживания нефтегазосодержащих толщ, выявления гидрогеологической обстановки следует пробурить ряд опорных и структурно-поисковых скважин. В первую очередь необходимо пробурить Верхне- и Нижне-Пурские, Ляминскую, Средне-Тазовскую, Южно-Ямальскую (или Ярудейскую), Верхне-Казымскую и Дорофеевскую структурно-поисковые скважины. На 1965—1966 гг. рекомендуется начало бурения опорной скважины в районе Верхне-Юрибейского поднятия.

3. Для более детального изучения меловых отложений, изучения характера строения отдельных проницаемых пластов и пачек следует пробурить ряд профилей колонковых скважин глубиной до 2000 *м* по линиям Ярудей-Ныдовской группы поднятий и по северным рекам, включая Обскую и Тазовскую губы и Енисейский залив.

4. Сейсмозондированиями МОВ должны быть изучены площади валов, особенно в бассейнах рек Пура, Таза и Надыма.

5. Поиски локальных поднятий и подготовка их детальными сейсморазведочными работами к глубокому бурению, в первую очередь в зоне Охтеурье — устье р. Таза и р. Таз—Норильск.

6. Изучение Тазовского газового месторождения и подготовка в пределах его запасов газа по промышленным категориям.

Для отложений складчатого фундамента специальные рекомендации не даются, хотя площади развития более перспективных отложений этого возраста на карте прогнозов показаны. В первой главе отмечалось, что современное состояние знаний о фациях, степени метаморфизма, структурных формах, гидрогеологическом и геотермическом режимах отложений фундамента не позволяет в настоящее время рекомендовать конкретные площади для заложения скважин.

По мере усиления геофизической изученности низменности, после выработки и усовершенствования методов геофизических исследований, изучения и обобщения всех данных о породах фундамента, вскрытых скважинами на площадях, разбуриваемых для поисков мезозойских залежей нефти и газа, такая возможность, очевидно, появится.

http://jurassic.ru/

Дальнейшее развитие поисково-разведочных работ на нефть и газ в Западно-Сибирской низменности требует разработки некоторых научных и научно-методических проблем, основными из которых являются следующие:

1. Изучение условий формирования залежей нефти и газа в мезозойских отложениях, как основы для прогнозирования их размещения по площади и разрезу.

2. Изучение условий формирования и размещения крупных месторождений нефти и газа.

3. Закономерности изменения параметров коллекторов тюменской свиты, барабинской и ачимовской пачек, вогулкинской толщи.

4. Изучение основных параметров залежей и месторождений нефти и газа как основы для выбора оптимального режима их разработки.

5. Изучение гидрогеологии и геотермики северной части низменности; изучение гидрогеологии законтурных вод уже открытых месторождений нефти и газа.

6. Разработка мероприятий по коренному улучшению процесса проводки и опробования скважин в условиях Западной Сибири.

7. Изучение экономики нефтегазопоисковых и разведочных работ, выявление разрезов для повышения их производительности и снижения стоимости.

8. Разработка более современных методов и техники геофизических исследований в разных физико-географических зонах Западно-Сибирской низменности. Разработка портативной и высокоточной геофизической аппаратуры, оборудования и приспособлений, облегчающих работу сейсмопартий в трудных условиях работы на севере и в центральных районах низменности.

9. Разработка прямых методов поисков залежей нефти и газа в конкретных геологических условиях Западно-Сибирской низменности.

10. Разработка технико-экономического доклада о наиболее рациональных путях создания новой нефтегазодобывающей провинции СССР на базе освоения нефтяных и газовых месторождений Западно-Сибирской низменности.

Приведенные в предыдущих главах материалы обоснованно доказывают наличие больших потенциальных ресурсов нефти и газа в недрах Западно-Сибирской плиты. Сейчас уже ясно, что в пределах этой обширной депрессии открыта одна из богатейших нефтегазоносных провинций. Далеко не все геологические условия, обеспечившие возникновение и сохранение до наших дней месторождений нефти и газа в низменности, определены достоверно. Новые фактические данные, полученные при поисковых и разведочных работах, возможно, позволят по-иному истолковать ряд фактов и явлений.

Однако сделанные выводы наиболее отвечают имеющимся геологическим и геофизическим материалам. Использование этих выводов и основанных на них практических рекомендаций должно значительно способствовать повышению эффективности поисковых и разведочных работ, открытию новых месторождений нефти и газа в Западно-Сибирской низменности, скорейшей подготовке к эксплуатации уже выявленных залежей. Следует так организовать работы, чтобы уже в 1964 г. начать разработку выявленных месторождений (Шаимского, Усть-Балыкского, Мегионского и др.).

Выяснение основных закономерностей формирования и сохранения залежей нефти и газа в Западно-Сибирской низменности окажет существенную помощь в проведении нефтегазопоисковых и разведочных работ и на других перспективных территориях СССР.

17 Зак. 1106

http://jurassic.ru/

ЛИТЕРАТУРА

Агульник И. М., Бенько Е. И., Гришин М. П., Еханин Е. В., Юдин В. И. 1960. Элементы тектоники Западно-Сибирской низменности и вопросы методики ее исследования. Под ред. И. В. Дербикова. Тр. СНИИГГиМС, вып. 11. Ленгостоптехиздат.

Алескерова З. Т., Крицук Г. С., Ли П. Ф. и др. 1958. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности. Под ред. Н. Н. Ростовцева. Госгеолтехиздат.

Андреев П. Ф. 1959. Свойства органического вещества осадочных пород и проблема региональной нефтеносности. Тр. ВНИГРИ, вып. 134. Ленгостоптехиздат.

Андреев П. Ф., Богомолов А. И., Добрянский А. Ф., Карцев А. А. 1958. Превращения нефти в природе. Гостоптехиздат.

Ансимов В. В., Васильев В. Г., Гришин Г. А., Ровнин Л. И., Эрвье Ю. Г. 1959. Березовский газоносный район и перспективы его развития. «Геология нефти и газа», № 9.

Ансимов В. В. Васильев В. Г., Ровнин Л. И., Старосельский В. И., Эрвье Ю. Г. 1960. Березовский газоносный район. Гостоптехиздат.

Антропов П. Я. 1959. Основные задачи геологоразведочных и поисковых работ на нефть и газ в 1959—1965 гг. «Геология нефти и газа», № 1.

Архангельский А. Д. 1929. Где и как искать нефтеносные области в СССР. «Нефтяное хозяйство», № 6.

Барс Е. А., Носова Л. Н. 1962. К вопросу о растворенном органическом веществе в водах меловых и юрских отложений Обь-Иртышского бассейна. Геохимия нефти и нефтяных месторождений. Изд-во АН СССР.

Берчик Э. Д. 1960. Свойства пластовых жидкостей. Гостоптехиздат.

Богомолов А. И., Панин К. И., Андреева Л. Г. 1956. Состав и свойства Березовской нефти Тюменской области. Тр. ВНИГРИ, нов. серия, вып. 95. Геол. сб., № 2.

Боксерман Ю. И., Борисов А. А., Брод И. О., Васильев В. Г., Елин Н. Д., Ерофеев Н. С., Кудряшова Н. И., Львов М. С., Мирчинк М. Ф., Муратов А. Т., Неволин Н. В., Соколов В. Л., Трофимук А. А. 1959. Газовые ресурсы СССР. Гостоптехиздат.

Брод И. О. 1951. Залежи нефти и газа. Гостоптехиздат.

Брод И. О. 1960. Основные результаты изучения рассеянного органического вещества в мезозое и кайнозое Предкавказья в связи с оценкой перспектив нефтегазоносности. В сб.: «Проблемы происхождения нефти и газа и условия формирования их залежей». Гостоптехиздат.

Брод И. О., Еременко Н. А. 1953. Основы геологии нефти и газа. Изд. 2. Изд. МГУ.

Вальков Б. К., Касаткин П. И. 1958. Перспективы нефтеносности Норильского района. Норильск.

Василенко В. К. 1961. Геологическая история Зайсанской впадины. Тр. ВНИГРИ, вып. 162. Ленгостоптехиздат.

Васильев В. Г. 1937. Проблема нефтеносности Западно-Сибирской низменности. «Нефтяное хозяйство», № 6.

Васильев В. Г. 1946. Геологическое строение северо-западной части Западно-Сибирской низменности и ее нефтеносность. Гостоптехиздат.

Вассоевич Н. Б. 1955а. О нефтематеринских отложениях северо-восточного Кавказа. В сб.: «Происхождение нефти». Гостоптехиздат.

Вассоевич Н. Б. 1955б. О нефтематеринских отложениях терригенного типа. Геол. сб. НИТО ВНИГРИ.

Вассоевич Н. Б. 1958. Образование нефти в терригенных отложениях (на примере Чокракско-Караганских слоев Терского передового прогиба). Вопросы образования нефти. Тр. ВНИГРИ, вып. 128. Ленгостоптехиздат.

Вассоевич Н. Б. 1959. Микронефть. Тр. ВНИГРИ, вып. 132. Гостоптехиздат.

Вебер В. В. 1951. Современные аналоги нефтеносных фаций. Гостоптехиздат.

http://jurassic.ru/

Вебер В. В. 1955. Фации осадков, благоприятные для накопления исходного (для нефти) органического материала. В сб.: «Происхождение нефти». Гостоптехиздат.

Вебер В. В. 1956. Накопление органического вещества в осадках. В сб.: «Накопление и преобразование органического вещества в современных морских осадках». Гостоптехиздат.

Вебер В. В., Горская А. И., Глебовская Е. А. 1960. Битумообразование в четвертичных осадках и генезис нефти. Гостоптехиздат.

Волков А. М., Шинкеев Г. М. 1961. Коллекторские свойства песчаных пород мезозоя северо-восточной части Западно-Сибирской низменности. Материалы по геологии Красноярского края, вып. 2, Красноярск.

Вологдин А. Г. 1938. Новый Туруханский нефтеносный район. «Советская геология», № 12.

Вологдин А. Г. 1939. Пути практического разрешения проблемы Сибирской нефти. Изв. АН СССР, серия геол., № 2.

Вологдин А. Г., Гедройц Н. А., Смирнов Л. П. 1938. Нефтеносность Сибири. Тр. Нефт. геол.-разв. ин-та, серия А, вып. 91.

«Вопросы геохимии нефтеносных областей». Сб. под ред. Е. А. Барс. ГОСНИТИ. 1960.

Гатальский М. А. 1954. Подземные воды и газы палеозоя северной половины Русской платформы. Тр. ВНИГРИ, спец. серия, вып. 9.

Гедройц Н. А. 1940а. Усть-Енисейский Порт и перспективы его нефтеносности. «Проблемы Арктики», № 3.

Гедройц Н. А. 1940б. Карта перспектив нефтеносности азиатской части СССР (без Средней Азии). Тр. Нефт. геол.-разв. ин-та, нов. серия, вып. 3. Л.

Гедройц Н. А. 1946. Перспективы нефтеносности Северной Сибири. «Недра Арктики», т. 1.

«Геология СССР», том XLIV. Западно-Сибирская низменность, ч. 1 — Геологическое описание. 1964. Госгеолтехиздат.

«Геология и нефтеносность Западно-Сибирской низменности». Под ред. Д. В. Дробышева и В. И. Казаринова. 1958. Тр. ВНИГРИ, вып. 114. Ленгостоптехиздат.

Горская А. И. 1960. Исследования органического вещества четвертичных и современных осадков различных фаций. В сб.: «Битумообразования в четвертичных осадках и генезис нефти». Гостоптехиздат.

Грим Р. Е. 1956. Минералогия глин. Изд-во иностр. лит.

Гришин Г. Л., Ровнин Л. И. 1957. Березовское месторождение газа. «Геология нефти», № 5.

Губкин И. М. 1956. Речь при закрытии геологического совещания по работам на землях треста «Востокнефть» 28/II—5/III 1934 г. Избр. соч., т. 2. Изд. АН СССР.

Гурари Ф. Г. 1959. Геология и перспективы нефтегазоносности Обь-Иртышского междуречья. Тр. СНИИГГиМС, вып. 3. Ленгостоптехиздат.

Гурари Ф. Г. 1961. О поисках нефти и газа в мезозое Западно-Сибирской низменности. Тр. СНИИГГиМС, вып. 17. Ленгостоптехиздат.

Гурари Ф. Г. 1962а. Геология и нефтегазоносность мезозойских и кайнозойских отложений южной и центральной частей Западно-Сибирской низменности. Автореф. докт. дисс. Новосибирск.

Гурари Ф. Г. 1962б. О выделении новой локосовской свиты в юрских отложениях Среднего Приобья. Докл. АН СССР, т. 143, № 1.

Гурари Ф. Г., Казаринов В. П., Касьянов М. В., Нестеров И. И., Ростовцев Н. Н., Рудкевич М. Я., Уманцев Д. Ф. 1961а. Перспективы нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности и основные направления геологоразведочных работ на нефть и газ. «Геология нефти и газа», № 11.

Гурари Ф. Г., Казаринов В. П., Касьянов М. В., Миронов Ю. К., Нестеров И. И., Ростовцев Н. Н., Ровнин Л. И., Рудкевич М. Я., Трофимук А. А., Эрвье Ю. Г. 1961б. Западно-Сибирская низменность — новая база нефтегазодобычи СССР. «Геология и геофизика», № 10. Изд-во Сиб. отд. АН СССР. Новосибирск.

Гурари Ф. Г., Казаринов В. П., Миронов Ю. К., Наливкин В. Д., Нестеров И. И. [и др.]. 1963. Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности — новой нефтяной базы СССР. Изд. Сиб. отд. АН СССР. Новосибирск.

Гуревич М. С. 1953. Перспективы газонефтеносности Зауралья по данным изучения подземных вод и растворенных газов. Материалы по геол. месторожд. ископ. СССР. Тр. ВСЕГЕИ.

Гурова Т. И., Казаринов В. П. 1962. Литология и палеогеография Западно-Сибирской низменности в связи с нефтегазоносностью. Гостоптехиздат.

Гусев А. И. 1941. К вопросу о нефти Туруханского района. Вестн. ЗСГУ, № 2.

Двали М. Ф. 1959. Возможные факторы и процессы первичной миграции. В сб.: «Проблема миграции нефти и формирования нефтяных и газовых скоплений». Гостоптехиздат.

Дедеев В. А. 1958. О нефтеносности палеозойских отложений Щучинского района. «Геология нефти», № 4.

http://jurassic.ru/

Добрянский А. Ф. 1948. Геохимия нефти. Ленгостоптехиздат.

Дьяконов Д. И. 1960. Геотермия в региональной геологии и при изучении глубинной тектоники. «Геология нефти и газа», № 11.

Евсеев М. Ф. 1939. Газовое месторождение «Огонек». Вестн. ЗСГУ, № 2.

Егоров С. В. 1959. Термальные воды южной части Западно-Сибирской низменности. Информ. сб. ВСЕГЕИ, № 19.

Еременко Н. А., Ульянов А. В. 1960. Нефтегазоносные толщи мира, их особенности и распространение. Тр. XXI сессии Междунар. геол. конгр. Докл. сов. геологов, проблема 11. Изд. АН СССР.

Жабрев Д. В. 1960. Характеристика нефтепроизводящих свит по материалам исследований в Азербайджане, Дагестане и центральных областях Русской платформы. В сб.: «Проблемы происхождения нефти и газа и условия формирования их залежей». Гостоптехиздат.

Забрамный Д. Т. 1956. К вопросу о процессах углеобразования. Тр. Лабор. геол. угля АН СССР, вып. VI.

Зеликман С. М. 1938. Предварительные результаты работ по нефти за 1938 г. Вестн. ЗС ГРТ, № 6.

Ильин Р. С. 1934. Краткие соображения об условиях нахождения нефти в Минусинской котловине. Вестн. ЗС ГРТ, № 1.

Ильин Р. С. 1936. Об условиях нахождения нефти в Западно-Сибирской равнине. Вестн. ЗС ГРТ, вып. 3.

Казаринов В. П. 1958. Формации мезозоя и кайнозоя Западно-Сибирской низменности в связи с поисками нефти и газа. «Советская геология», № 12.

Казаринов В. П., Касьянов М. В., Миронов Ю. К., Наливкин В. Д., Ровнин Л., Ростовцев Н. Н., Трофимук А. А., Чочиа Н. Г. 1960. Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности. Тр. XXI сессии Междунар. геол. конгр. Докл. сов. геологов, проблема 11. Изд. АН СССР.

Капелюшников М. А., Жузе Т. И., Закс С. Л. 1952. Физическое состояние нефти, газа и воды в условиях нефтяного пласта. Изв. АН СССР, серия ОТН, № 11.

Каржавин Н. А. 1939. Признаки нефтеносности на месторождении боксита «Красная Шапочка». «Советская геология», т. 1, № 3.

Карцев А. А. 1956. Классификация гидрогеологических показателей при оценке перспектив нефтегазоносности». Вопросы геол. и добычи нефти. Тр. Московск. нефт. ин-та им. И. М. Губкина, вып. 22.

Кириченко Г. П. 1940. Новые данные о геологическом строении и нефтеносности Туруханского района. «Советская геология», № 9.

Ковалев В. Ф. 1960. Подземные воды Среднего и Северного Зауралья и вопросы газонефтеносности. Тр. ГГИ УФАН, вып. 47.

Козин А. Н. 1960. О геохимии брома и йода в пластовых водах Куйбышевского Поволжья. «Геология нефти и газа», № 2.

Козин А. Н., Суббота М. И. 1961. Гидрохимические показатели нефтегазоносности. Методическое руководство по гидрогеологии для оценки перспектив нефтегазоносности. Гостоптехиздат.

Колгина Л. П., Орьев Л. Г., Рабиханукаева Е. С., Черников О. А. 1961. Литология и закономерности размещения пород-коллекторов в отложениях юры и нижнего мела Западно-Сибирской низменности. Изд. АН СССР.

Коровин М. К. 1934. О нефти Западной Сибири. Атлас энергетических ресурсов СССР, т. 2, вып. 2.

Коровин М. К. 1945. Перспективы нефтеносности Западной Сибири. Изв. Зап.-Сиб. фил. АН СССР.

Кошляк В. А. 1960. Термальные исследования отложений мезо-кайнозоя восточной части Западно-Сибирской низменности. «Советская геология», № 5.

Кошляк В. А. 1961. О связи теплового поля Западно-Сибирской низменности с рельефом доюрского фундамента. «Геология нефти и газа», № 1.

Крамаренко Л. Е. 1956. Состав и распределение микроорганизмов в подземных водах и их поисковое значение. Вопросы нефтепоисковой гидрогеологии. Тр. ВСЕГЕИ, нов. серия, вып. 18.

Крамаренко Л. Е. 1960. Биохимические процессы в подземных водах и их поисковое значение. Бюлл. Всесоюз. науч.-исслед. геол. ин-та, № 2.

Кудрявцев Н. А. 1943. К проблеме поисков нефти в Западной Сибири. Вестн. ЗСГУ, № 3—4.

Леворсен А. И. 1958. Геология нефти. Гостоптехиздат.

Левшунов П. А., Слуцкая З. П. 1960. Некоторые особенности распределения органического вещества в породах. «Геология нефти и газа», № 5.

Маврицкий Б. Р. 1958. Об истории развития Западно-Сибирского артезианского бассейна и перспективы его нефтегазоносности. Геология нефти, № 4.

Маврицкий Б. Ф. 1959а. О геотермических условиях Западно-Сибирского артезианского бассейна. Докл. АН СССР, т. 129, № 5.

http://jurassic.ru/

Маврицкий Б. Ф. 1959б. Краткий анализ температурных измерений в скважинах Западной Сибири. «Разведка и охрана недр», № 11.

Матвеевская А. А., Иванова Е. Ф. 1960. Геологическое строение южной части Западно-Сибирской низменности в связи с вопросами нефтегазоносности. Изд. АН СССР, М.—Л.

Мейнштейн У. Г. 1961. Происхождение нефти. В сб.: «Проблемы нефтяной геологии в освещении зарубежных ученых». Гостоптехиздат.

Миронов Ю. К., Ровнин Л. И., Казаринов В. П. 1958. Прогнозы нефтегазоносности. Тр. ВНИГРИ, вып. 114. В кн.: «Геология и нефтеносность Зап.-Сиб. низменности» под ред. Д. В. Дробышева и В. П. Казаринова. Гостоптехиздат.

Мирчинк М. Ф., Васильев В. Г., Львов М. С. 1959. Главнейшие направления в области открытия новых месторождений и увеличения разведанных запасов нефти и газа. «Нефтяное хозяйство», № 4.

Михайлов А. Н., Петухов С. Ф. 1940. Предварительные результаты работ по изучению нефтеносности Западной Сибири в 1940 г. Вестн. ЗСГУ, № 6.

Могилевский Г. А. 1953. Микробиологический метод поисков газовых и нефтяных залежей. Бюро техн.-эконом. информ. ЦИМТНефти. Гостоптехиздат.

Муромцев В. С., Карцева Г. Н., Цырлина В. Б., Микуцкий С. П., Вылцан И. А., Лапшина В. А., Жеро О. Г., Мельников Н. В., Михайлова Г. С., Елизаровская М. Ф. 1959. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Кузбасса. Тр. СНИИГГиМС, вып. 4. Ленгостоптехиздат.

Назаркин Л. А. 1960. О возможности нефтеобразования из аллохтонного органического вещества. Изв. высш. уч. завед. «Нефть и газ», № 3.

Наливкин В. Д. 1958. Новые данные по геологии и нефтегазоносности северо-запада Западно-Сибирской низменности. Тр. ВНИГРИ, вып. 126, геол. сб., № 3. Гостоптехиздат.

Наливкин В. Д. 1959. Перспективы нефтегазоносности западной части Западно-Сибирской низменности. Тр. ВНИГРИ, вып. 132. Гостоптехиздат.

Неручев С. Г. 1962. Нефтепроизводящие свиты и миграция нефти. Гостоптехиздат.

Нестеров И. И. 1962. Некоторые вопросы формирования газовых месторождений Березовского района Западно-Сибирской низменности. Тр. СНИИГГиМС, вып. 26. Гостоптехиздат.

Никонов В. Ф. 1960. О распределении органического углерода, битумов и тяжелых углеводородов по разрезу мезо-кайнозоя Восточного Зауралья в связи с нефтегазоносностью. Докл. АН СССР, т. 134, № 3.

Перозио Г. Н. 1961. Об эпигенетических изменениях в терригенных породах мезозоя в Центральной части Западно-Сибирской низменности. Тр. СНИИГГиМС, вып. 17. Гостоптехиздат.

Пуцилло В. Г., Соколова М. Н., Миронов С. Н. 1958. Нефти и битумы Сибири. Изд-во АН СССР.

Рассел У. Л. 1958. Основы нефтяной геологии. Пер. с англ. Гостоптехиздат.

Ровнин Л. И. 1960. Шаимское нефтяное месторождение. «Геология нефти и газа», № 11.

Розин А. А., Никонов В. Ф. 1958. Подземные воды и растворенные газы. В кн.: «Геология и нефтеносность Западно-Сибирской низменности». Под ред. Д. В. Дробышева и В. П. Казаринова. Гостоптехиздат.

Ростовцев Н. Н. 1938а. Звериноголовское месторождение газа. Вестн. ЗСГУ, № 2.

Ростовцев Н. Н. 1938б. Газоносность мезозойских отложений южной полосы Западно-Сибирской низменности. Вестн. ЗСГУ, № 3.

Ростовцев Н. Н. 1955. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности. Информ. сб. ВСЕГЕИ, № 2. Гостоптехиздат.

Ростовцев Н. Н. 1961а. Опыт составления прогнозных карт на нефть и газ для территории Западно-Сибирской низменности. Изд. СНИИГГиМС. Новосибирск.

Ростовцев Н. Н. 1961б. Условия формирования газовых залежей в Березовском районе Западно-Сибирской низменности. Тр. СНИИГГиМС, вып. 17. Ленгостоптехиздат.

Ростовцев Н. Н., Алескерова З. Т., Крицук Г. С., Ли П. Р., Равдоникас О. В. и др. 1958. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Западно-Сибирской низменности. Гостоптехиздат.

Ростовцев Н. Н., Белякова Е. Е. 1956. Газовый фактор подземных вод как возможный критерий поисков нефти и газа (на примере Русской платформы и Западно-Сибирской низменности). Тр. XX Междунар. геол. конгр., т. 1.

Ростовцев Н. Н., Симоненко Т. Н. 1959. О поисках нефти и газа в Западно-Сибирской низменности. «Геология нефти и газа», № 6.

Рудкевич М. Я. 1959. Формирование и распространение газа в Березовском районе. «Геология нефти и газа», № 11.

Рудкевич М. Я., Зорькин Л. М. 1961. Перспективы нефтегазоносности приуральской части Западно-Сибирской низменности. «Советская геология», № 2.

http://jurassic.ru/

Рябухин Г. Е. 1943. Битуминозные горизонты восточного склона Урала и Западно-Сибирской равнины. Докл. АН СССР, т. 91, № 3.

Рябухин Г. Е., Нестеров И. И. 1956. Тектоника и возможная нефтегазоносность мезозойских отложений северного погружения складчатого Казахстана. «Нефтяное хозяйство», № 10.

Рябухин Г. Е., Нестеров И. И. 1960. Геотермические наблюдения по скважинам Омской области. «Советская геология», № 1.

Сакс В. Н. 1959. В вопросу о перспективах газо- и нефтеносности Усть-Енисейской впадины. Сб. статей по геол. Арктики. Тр. НИИГА, т. 102, вып. 10.

Сверчков Г. П. 1958. Очерк геологии и нефтегазоносности Березовского и Мужинского районов (Северное Зауралье). Тр. ВНИГРИ, вып. 126. Геол. сб., № 3. Гостоптехиздат.

Сверчков Г. И. 1959. Нефтегазоносность западной части Западно-Сибирской низменности. Тр. ВНИГРИ, вып. 140. Гостоптехиздат.

Скляр В. Т. 1960. В сб.: «Происхождение нефти и газа». Гостоптехиздат.

Сливко В. М. 1962. Новые данные о нефтегазопроявлениях в Норильском районе. Новости нефтяной и газовой техники, геология, № 7.

Смит П. В. 1956. Современные сведения о происхождении и накоплении нефти. IV Междунар. нефт. конгр., геология. Гостоптехиздат.

Соколов В. А. 1956. Миграция газа и нефти. Изд. АН СССР.

Соколов В. Н. 1958. Результаты поисков нефти и газа в Усть-Енисейском районе. Тр. Ин-та геол. Арктики, т. 92.

Соколов В. Н. 1960. Геология и перспективы нефтегазоносности арктической части Западно-Сибирской низменности. Тр. НИИГА, т. 100. Ленгостоптехиздат.

Степанов Д. А. 1934. К геологии Троицко-Челябинского района. НГРИ, серия Б, вып. 44.

Страхов Н. М. 1946. Основы литогенеза. Изд. АН СССР.

Сулин В. А. Воды нефтяных месторождений в системе природных вод. Гостоптехиздат.

Торгованова В. Б., Дуброва Н. В., Кругликов Н. М., Лозовский М. Р., Помарнацкий М. А. 1960. Воды и газы палеозойских и мезозойских отложений Западной Сибири. Тр. ВНИГРИ, вып. 159. Гостоптехиздат.

Туаев Н. П. 1937а. Проблема нефтеносности Западно-Сибирской низменности в свете новых данных. «Нефтяное хозяйство», № 9.

Туаев Н. П. 1937б. О нефтеносности Звериноголовского района в Челябинской области. «Нефтяное хозяйство», № 11.

Туаев Н. П. 1939. Перспективы нефтеносности Западно-Сибирской низменности и план развития геологоразведочных работ в третьей пятилетке. «Разведка недр», № 10—11.

Туаев Н. П. 1941. Очерк геологии и нефтеносности Западно-Сибирской низменности. Тр. ВНИГРИ, нов. серия, вып. 4.

Туаев Н. П. 1958. Основные черты геологического строения юго-запада Западно-Сибирской низменности и севера Тургайского пролива и перспективы их нефтеносности. Тр. ВНИГРИ, вып. 126, Геол. сб., № 3. Гостоптехиздат.

Туезов И. К. 1962. Тектоника второго структурного этажа Среднего Прииртышья Западно-Сибирской низменности в связи с оценкой перспектив его нефтегазоносности. Автореф. канд. дисс. Новосибирск.

Успенский В. А. 1962. «Геохимия», № 12.

Успенский В. А., Инденбом Ф. Б., Чернышева А. С., Сенникова В. Н. 1958. К разработке генетической классификации рассеянного органического вещества. В сб.: «Вопросы образования нефти». Тр. ВНИГРИ, вып. 123. Ленгостоптехиздат.

Успенский В. А., Радченко О. А. 1947. К вопросу генезиса типов нефтей. Тр. ВНИГРИ, нов. серия, вып. 19. Гостоптехиздат.

Успенский В. А., Радченко О. А. 1952. О принципах генетической классификации веществ, именуемых битумами. Изв. АН СССР, серия геол., № 6.

Успенский В. А., Чернышева А. С., Мандрыкина Ю. А. 1959. О рассеянной форме нахождения углеводородов в различных осадочных породах. Изв. АН СССР, серия геол., № 5.

Успенский В. А., Радченко О. А., Глебовская Е. А., Шишкова А. П., Мельцанская Т. Н., Инденбом Ф. Б. 1961. Основные пути преобразования битумов в природе и вопросы их классификации. Тр. ВНИГРИ, вып. 185.

Федоров С. Ф. 1958. Сравнительная оценка перспектив нефтегазоносности Сибири и Дальнего Востока. Тр. Ин-та нефти АН СССР, т. 9, геология нефти и газа.

Чайковская Э. В. 1958. Битуминологическая характеристика палеозойских пород Туруханского и Норильского районов. Изв. высш. уч. завед. «Нефть и газ», № 9.

Чарыгин М. М. 1938. Почему нужно искать нефть за Уралом? «Нефть», № 4.

http://jurassic.ru/

Черников К. А., Запивалов Н. П. 1959. Закономерности изменения восстановленности мезозойских и кайнозойских отложений восточной части Западно-Сибирской низменности. Тр. СНИИГГиМС, вып. 1.

Чочиа Н. Г., Белякова Е. Е., Боровская И. С., Волков А. М., Грайзер М. М., Илтина Е. В., Казаков И. Н., Киркинская В. Н., Кисляков В. Н., Красильников Б. Н., Маймина Л. Г., Осипова Н. А., Радюкевич Ф. И. 1958. Геологическое строение Минусинских межгорных впадин и перспективы их нефтегазоносности. Тр. ВНИГРИ, вып. 120. Ленгостоптехиздат.

Шатский Н. С. 1932. Проблемы нефтеносности Сибири. «Нефтяное хозяйство», № 9.

Юркевич И. А. 1955. О нефтематеринских породах. «Советская геология», № 47.

Юркевич И. А. 1959. Фациально-геохимическая характеристика мезо-кайнозойских отложений Восточного Зауралья. Изд-во АН СССР.

Landes K. K. 1953. Petroleum Geology, New York.

Trask P. D., Patnode H. W. 1942. Reds of Petroleum, Tulsa.

Tuyl F. M., Parker B. H., Skeeters W. W. 1945. The migration and accumulation of petroleum and natural gas, Quarterly of the Colorado school of Mines, vol. 40, No 1.

Siever R. 1959. Petrology and Geochemistry of silica cementation in some Pennsylvanien sandstones, Silica in Sediments, No 7.

http://jurassic.ru/

ПРЕДМЕТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

А

Абалакская площадь 162
Абалакская свита 43, 46, 47, 48, 65, 73, 77, 79, 81, 82, 83, 98, 99, 100, 103, 104, 105
Абашевская площадь 18, 138, 232
Аганская структура 61
Ай-Торская площадь (поднятие, структура) 47, 100
Александровский вал (площадь, скважины, поднятие) 35, 65, 93, 102, 111, 114, 116, 121, 142, 151, 164, 166, 176, 185, 232, 253, 254
Алешкинская площадь (скважина) 89, 92
Алтайская скважина 232
Алтатумпская структура 111
Алясовская свита 67, 68, 69, 71, 77, 117, 118, 119, 120, 121
Алясовская структура (площадь, вал, поднятие, месторождение) 35, 42, 66, 71, 77, 97, 111, 129, 142, 152, 160, 243
Амбарская площадь 114, 121, 122
Анохинская впадина 15
Анеевская впадина 14
Асановская структура (поднятие) 30
Аскизская свита 21
Асмановская площадь (структура, поднятие) 66, 162
Атлымская свита 179, 180, 210
Ахтын-Турское поднятие 72
Ачимовская пачка 54, 56, 114, 115, 116, 117, 142, 161, 201, 231, 232, 251, 253, 257

Б

Баженовская пачка 55, 112, 114, 211
Балахонская свита 18
Барабинская пачка (пласт) 51, 55, 87, 102, 103, 110, 111, 112, 113, 114, 117, 140, 142, 154, 157, 158, 159, 160, 185, 218, 232, 253, 257
Барабинская впадина (скважина) 14, 221
Барабинская площадь 31, 122, 130, 159
Барабинско-Пихтовская моноклиналь 248, 252
Барнаульская пачка 183
Бейская свита 20, 21, 138
Белогорская впадина (площадь) 107, 151, 155, 221
Белоярское поднятие 84
Березовская группа месторождений 8, 33, 34, 35, 36, 38, 65, 66, 249
Березовская моноклиналь 65, 66, 77
Березовская свита 184, 225
Березовская структура (площадь, поднятие, скважины) 32, 65, 66, 67, 111, 126, 129, 130, 149, 152, 158, 160, 162, 174, 197, 232
Березовский газоносный район 18, 37, 41, 153, 157, 167, 190, 193, 195, 196, 230, 233, 242
Березовский горизонт 146, 174
Березовское месторождение 32, 35, 40, 64, 66, 67, 68, 71, 81, 97, 144, 197, 201, 205
Березовско-Деминская структура 69, 71
Березовско-Игримская газоносная зона 241
Березовско-Игримский газоносн. р-н 65, 241, 242, 243, 244, 245, 246, 249
Березовско-Шухтунгортский газоносный район 83
Бийско-Барнаульская впадина 180, 183
Большая Сухотунгусская антиклиналь 22
Большереченская площадь (скважины) 105, 106, 109, 118, 135, 151, 186, 211, 223
Большекаменская площадь (скважины) 92, 98, 99, 138, 150, 152, 153, 186
Бочкаревская площадь (скважины) 108, 162, 223
Бронниковская площадь 152, 153, 158
Бурлинская впадина 16
Бурлинская серия 210, 211, 212, 213, 219, 225
Быстрянская антиклиналь (площадь, скважины) 20, 232

В

Вагай-Ишимский выступ (антеклиза, поднятие) 176
Вартовская свита 49, 51, 123, 124, 142, 164, 168, 198, 199, 201, 211, 212, 220, 225, 234, 253, 255
Васюганский пласт 55, 61, 86
Ватинская структура 254
Вать-Еганский вал 254
Верхне-вартовская подсвита 51, 55, 61, 130, 200
Верхне-Казымская скважина 256
Верхнемарьяновская пачка 114
Верхне-Пуровский вал 256
Верхне-Пурская скважина 256
Весеннее поднятие 75
Верхне-Юрибейское поднятие 256
Викуловская площадь 106, 162
Викуловская свита 131, 134, 136, 137, 142, 144, 145, 146, 168, 187, 234

http://jurassic.ru/

Владимирская площадь 150, 153
Вогулкинская толща 39, 40, 41, 43, 44, 45, 46, 51, 65, 67, 68, 69, 70, 71, 72, 73, 74, 75, 77, 79, 81, 82, 83, 87, 102, 103, 110, 111, 112, 113, 114, 140, 142 154, 157, 158, 159, 160, 197, 232, 233, 242, 249, 250, 251, 257
Восточно-Туринская моноклиналь 42
Вынгинское поднятие (структура) 49, 254
Вяткинская площадь 163

Г

Ганькинский горизонт (свита) 146, 184, 171, 219, 225
Горело-Ярская структура 33
Горное месторождение 64, 77

Д

Дель-Дельское поднятие 16
Деминская площадь (структура, поднятие, месторождение) 41, 64, 65, 66, 67, 68, 70, 81, 111, 129, 142, 144, 158, 197, 198, 232
Джаныспайская впадина 16
Дорофеевская скважина 256
Дубовское поднятие 16
Дьявольская площадь 22, 223

Е

Евринская структура 42, 43
Елизаровское поднятие 47
Елогуйская площадь (скважины) 109, 130, 135, 150, 152, 170
Еремипская площадь (скважины) 108, 131, 135, 137, 138, 142, 232, 249
Ермаковская площадь (скважины) 55, 61, 108, 133, 149
Ерофеевская площадь (скважины) 15
Ерунаковская свита 18, 20, 138
Ефремовская площадь 138

Ж

Жуншиликская свита 182

З

Заводоуковская толща (серия) 36, 87, 88, 89, 90, 93, 94, 95, 96, 97, 98, 107, 108, 113, 114, 117, 118, 154, 157, 185, 210, 213, 214, 217, 218, 219
Завьяловская площадь (скважина) 149, 152, 153, 156, 157, 160
Зайсанская впадина 12
Западно-Сибирский артезианский бассейн 148, 201, 204
Западно-Сургутская площадь (месторождение) 42, 49, 131, 253
Западно-Тогарская площадь (скважины) 20, 138, 232
Зареченская площадь 108
Знаменский горизонт (свита) 180, 181, 190, 210

И

Игримская группа структур (месторождений) 72, 73, 74, 75, 77 79, 111, 249
Игримский вал 42, 66, 72, 77
Игримское поднятие (площадь, скважина, месторождение) 72, 92, 129, 152, 153, 154, 159, 160
Илекская свита 117, 164, 211
Илеморовская свита 20, 21, 138
Ильинская свита 17, 18, 138
Инги-Соимская площадь (поднятие) 66
Ипатовская площадь (скважина) 149, 164
Ипатовская свита 146, 147, 174, 175, 176, 187, 234, 253
Ирбитская скважина 170
Иртышская зона разломов 184
Итатское буроугольное месторождение 107, 221

К

Казымская площадь 131
Каймысовский вал 254
Кайнаминская впадина 14
Калачинский прогиб 35
Каменное поднятие (площадь, месторождение) 8, 41, 42, 47, 48, 97, 112, 144, 198, 232, 238, 246, 247, 249, 250
Камсесский вал 253
Камышловская площадь 150, 155, 158, 159
Карагандинская впадина 16
Карасукская площадь 21
Караунгурская свита 17
Каргатская пачка 183
Карем-Постская площадь 99, 243
Касская площадь (скважина) 149, 150, 162, 170
Кедровская структура 61
Кендерлыкская впадина 16, 17, 223
Кендерлыкская свита 17
Кислорская площадь 98, 138
Киялинская свита (горизонт) 122, 123, 124, 126, 127, 130, 131, 133, 164, 168, 187, 188, 211, 212, 213, 219, 232
Ключевская площадь (скважина) 15, 20, 138, 232
Колпашевская площадь (скважины) 18, 20, 21, 31, 32, 101, 107, 122, 124, 130, 138, 151, 152, 156, 159, 162, 223, 229, 232
Колтогорский прогиб 254, 255
Колумбийское лавовое плато 27
Коркинская свита 138
Кохайская свита 21
Кочебская площадь (поднятие) 66
Кочковская свита 183
Красноленинский вал 42, 47, 49, 100, 199, 250
Красноленинская площадь 100, 201, 203, 205, 232
Кузнецовская свита 171, 174, 184, 219, 220, 225, 234
Кузнецовский участок (скважины) 32, 149, 153, 170, 173,
Кузнецкая впадина 17, 19, 20
Кузбасская котловина 31
Кузнецкая свита 18
Куломзинская свита 53, 63, 85, 86, 114, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 142, 161, 184, 199, 212, 213, 214, 219, 225, 231, 232, 234, 239, 251, 253

http://jurassic.ru/

Кулундинская впадина 130, 150, 154, 168, 181
Кулундинская свита 183
Куноватская структура 249
Кустанайская свита 210
Кутанбулакская свита 179
Кушмурунская группа впадин 16
Кыксинская площадь (скважина) 108, 149, 155, 162

Л

Ларьякская площадь (скважина) 32, 107, 118, 134, 162, 174
Лахсынская структура 66
Леушинская свита 123, 124, 131, 142, 211, 223, 255
Леушинская скважина 32, 170
Локосовская пачка 51, 61, 87, 88, 100, 101, 103, 140, 217
Локосовская площадь (структура, скважина) 52, 53, 54, 61, 90, 133
Луговская площадь 159, 163
Лукашкин-Ярская площадь 113, 232
Люлинворская свита 146, 177, 184, 187, 219, 225
Люк-Пайская структура 255
Ляминская скважина 256
Ляпинская впадина 36, 155, 157, 158
Ляпинская скважина 88, 90

М

Максимо-Ярская скважина 31, 32, 156, 159
Малиновское поднятие (площадь) 105, 107, 109, 150, 153, 154, 162, 170, 173, 223
Мало-Атлымская площадь (скважины) 93, 99, 117, 131, 135, 140, 142, 145, 152, 153, 157, 204, 232, 244
Мало-Деминская площадь (структура, поднятие) 66, 68
Мало-Туртасский вал 253
Малохетская площадь (структура) 130, 165, 166, 167
Малохетский вал 28
Малохетско-Точинская структура 29
Мальцевская площадь (скважины) 149, 163
Марсятская скважина 170
Марьяновская свита 37, 49, 56, 84, 85, 87, 93, 103, 104, 105, 106, 108, 109, 110, 111, 112, 114, 117, 118, 160, 161, 184, 199, 210, 211, 213, 214, 217, 218, 219, 221, 222, 223, 224, 225, 231, 234, 239, 251
Матюшинская структура 61
Мегионская площадь (структура, месторождение) 8, 38, 41, 42, 53, 54, 55, 61, 62, 63, 102, 108, 115, 116, 120, 121, 128, 142, 198, 199, 221, 232, 237, 247, 253, 254, 257
Мегионская свита 117
Медведевская структура 61
Межовская группа поднятий 251
Межовская структура (площадь, поднятие) 92, 97, 123, 133, 134, 142, 232, 252, 253
Минусинская впадина 11, 12, 13, 18, 19, 21, 28, 31
Михайловская площадь (скважины) 149, 153, 159, 170
Моисеевская структура 254
Мортымьинская площадь (структура, поднятие, месторождение) 8, 40, 42, 46, 47, 239, 250
Мояхт-Асские скважины 125
Мулымьинская (Шаимская) площадь (структура, поднятие) 8, 42, 43, 44, 45, 46, 142, 152, 158, 198, 202, 203
Мужинские скважины 125
Мшистое, площадь 155, 156
Мыльджинская структура 254

Н

Назинская площадь (структура, поднятие, скважины) 8, 18, 34, 55, 87, 90, 92, 95, 102, 107, 108, 112, 113, 114, 118, 121, 122, 124, 138, 140, 157, 162, 185, 221, 232, 240
Нарыкарская площадь (скважины) 89, 90, 152, 153, 156, 157, 158, 242
Нарымская площадь (скважины) 108, 109, 162, 223
Нахрачинская площадь 130
Некрасовская серия 147, 210, 211, 212, 213, 218, 220, 225
Неремовская структура (поднятие) 66, 111, 243
Нижне-вартовская подсвита 64, 130
Нижне-Вартовская структура (поднятие, площадь, скважины) 61, 92, 126, 199
Нижне-Вартовское сводообразное поднятие 42, 51, 52, 53, 54, 55, 59, 60, 61, 115, 119, 120, 121, 122, 253, 254
Нижне-Мысовская скважина 95, 225
Нижне-Пуровский вал 256
Нижне-Пурская скважина 256
Нижне-Тугиянская площадь (месторождение) 152, 158
Ново-Васюганская площадь (структура, скважина) 93, 101, 109, 112, 116, 117, 118, 126, 138, 214, 223, 225, 232, 254
Ново-Логиновская площадь (скважины) 105, 107, 126, 156, 159, 221
Ново-михайловская свита 49, 59, 61, 180, 190, 210
Ново-Михайловская структура (скважины) 21, 138, 232
Ново-Нежинская площадь 138, 232
Ново-Покурская структура 61
Нулин-Турская площадь (поднятие, месторождение) 40, 64, 72, 74

О

Обь-Енисейская дуга (складчатая зона) 12
Обь-Зайсанская геосинклиналь 196
Озек-Суатское месторождение 20
Озерная структура 244
Октябрьская площадь (скважина) 149, 151, 163
Окуневское поднятие (структура) 42, 255
Омская впадина 155, 157, 166, 167, 168, 180, 181

http://jurassic.ru/

Омская площадь 106,108, 125, 130, 162
Омская скважина 108, 159, 179, 185
Ореховская структура 61, 254
Островная структура 61
Охтеурьевская площадь (структура, месторождение, скважина) 8, 33, 38, 65, 114, 131, 147, 232, 244, 247, 253, 254

П

Павлодарская свита 210
Пальхос-Турская площадь (поднятие) 72, 75
Парабельская площадь (скважины) 95, 108, 109, 151, 152, 157, 159, 162, 223, 224
Парабельский вал 84, 98, 151, 185, 252
Пауль-Турская площадь (поднятие, месторождение) 41, 64, 72, 74, 144, 160
Перегребинская площадь 153, 156, 158
Пимский вал 49
Пимская пачка 58
Пимский участок 57, 58
Плотниковская площадь (скважина) 232
Подгорненское поднятие 99, 100
Покровская площадь (структура, скважины) 111, 127, 158, 163
Покурская площадь (скважина) 32, 106, 108, 118, 128, 169, 177, 179, 199, 225
Покурская свита (серия, толща) 51, 106, 133, 134, 135, 136, 137, 170, 171, 184, 187, 212, 213, 218, 219, 221, 225, 234
Полноватский синклинорий 14
Половинкинская структура 42
Пологрудовский вал 252
Полудинская серия 36, 217
Пословская площадь (скважины) 125, 130
Похромская площадь (структура, месторождение, поднятие, скважины) 41, 64, 65, 66, 71, 111, 144, 232, 241, 242, 243
Приаргинская моноклиналь 248
Прииртышская зона 14
Приказахстанская моноклиналь 130
Присемипалатинская зона 13
Проточинская площадь 152
Пудинская площадь (скважина) 93, 112, 125, 135, 157, 167, 170
Пудинский вал 253
Пунгинское поднятие (месторождение, скважины) 41, 64, 77, 81, 83, 144
Пурпейская группа 256
Пыль-Караминский вал 253

Р

Ракитинская площадь (скважины) 163
Резимовская площадь 97, 159, 242
Ратлеснек Хилс 27
Русская платформа 200
Рявкинская площадь 27

С

Салымская группа 254
Самутнельская структура (поднятие) 66
Саргатская площадь (скважины) 105, 106, 108, 109, 150, 153, 156, 159, 162, 221, 223
Северное сводообразное поднятие 256
Северо-Алясовская площадь (поднятие, месторождение, скважины) 41, 64, 65, 66, 70, 71, 81, 144, 160
Северо-Игримская площадь (структура, скважины, месторождение, поднятие) 41, 64, 72, 73, 144, 153
Северо-Казахский выступ 154
Северо-Минусинская впадина 20
Северо-Сосьвинский буроугольный бассейн 88
Северо-Сосьвинский мост 154, 247, 249
Северо-Сосьвинское сводообразное поднятие 83
Северо-Сургутская площадь (структура) 49, 53, 132, 133
Сенькинская структура (выступ) 98, 252
Сибирская платформа 13
Славгородская свита 174, 176, 184
Согринская площадь 124, 153
Солкинская структура (поднятие) 55, 56
Соль-Заводская антиклиналь 20, 232
Сосьвинская площадь (скважина) 162, 163
Соснинская площадь (поднятие, структура, месторождение, скважины) 8, 38, 41, 42, 53, 61, 64, 120, 121, 142, 170, 232, 247, 253
Средне-Васюганская площадь (структура) 33, 102, 114, 134
Средне-Васюганский вал 254
Средне-Тазовская скважина 256
Старицкий вал 112, 252, 253
Старо-Солдатский вал (структура) 97, 251, 252
Сумысьинская структура 244
Сургутский нефтеносный район 123
Сургутская площадь (структура, скважины) 42, 51, 52, 53, 54, 55, 93, 95, 100, 109, 114, 120, 121, 122, 128, 133, 142, 152, 156, 158, 201, 205, 214, 218, 223, 225, 232, 237
Сургутское сводообразное поднятие 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 59, 61, 100, 115, 121, 133, 136, 253, 254
Сыромолотненская (плотниковская) структура 18
Сысконсыньинская группа структур (месторождение) 40, 72, 74, 75, 144
Сысконсыньинская структура (поднятие, скважины) 64, 72, 75, 81, 243

Т

Тавдинская впадина 166
Тавдинская площадь 125, 130, 153, 159
Таволжанская свита 210
Таежная площадь (поднятие) 72, 75
Тазовское поднятие (месторождение, скважина) 38, 65, 83, 84, 244, 247, 256
Талицкая свита 141, 176, 184, 219, 225
Тарская свита 53, 86, 106, 117, 122, 123, 124, 125, 126, 128, 130, 131, 133, 142, 162, 163, 187, 188, 198, 199, 201, 212, 213, 218, 219, 220, 225, 231, 232, 234, 239, 253, 255
Тарская скважина 31, 174, 179
Татарская впадина 14
Татарская площадь 91, 130

http://jurassic.ru/

Татарская свита 93, 154
Тебисская площадь 150, 152, 156
Тетерское поднятие 42
Тисельское месторождение 107, 221
Таболия, массив 11, 12
Тобольская площадь (скважины) 126, 128, 131, 142, 149, 150, 152, 153, 156, 158, 162, 164, 232, 249
Токушинское поднятие 30
Томско-Каменский выступ 150, 154, 169, 172, 173, 175, 176, 184, 196
Томь-Колыванская дуга 12
Точинское поднятие 165
Трехозерная структура (поднятие) 42, 43, 44
Тубинская свита 20
Тугиянская площадь (поднятие, месторождение, скважины) 42, 64, 65, 77, 80, 81, 134, 144, 152, 153, 198, 242, 243
Туйская площадь 123, 134.
Туйский вал 98, 251, 252, 253
Тургайская зона 26, 171
Тургайская впадина (прогиб) 16, 26, 149, 151, 154, 176, 177, 179, 187, 223
Туринская площадь (скважина) 130, 135, 149, 171
Туринская серия 26, 27
Туринский выступ 154, 249
Турпат-Инсокеское поднятие 72, 75
Туртасский вал 253
Туруханская скважина 88
Тутлеймская площадь 105, 158, 159, 162, 163
Тутлеймская свита 43, 46, 48, 77, 82, 103, 104, 211
Тымская площадь (скважина) 135, 152, 156
Тюменская впадина 155
Тюменская зона 13
Тюменская свита 27, 36, 37, 42, 43, 44, 47, 48, 49, 50, 55, 56, 59, 60, 61, 64, 65, 72, 79, 82, 83, 85, 93, 98, 99, 100, 101, 102, 103, 110, 111, 112, 113, 114, 117, 138, 140, 157, 185, 197, 198, 199, 200, 212, 220, 221, 222, 223, 224, 225, 229, 231, 232, 233, 239, 251, 253, 257
Тюменская скважина 16, 31, 186

У

Убинский массив 209
Уватская площадь (скважина) 32, 106, 108, 109, 116, 127, 128, 130, 153, 156, 158, 159, 177, 179, 223
Уватская свита 134, 171, 174, 187, 234
Угутская структура 254
Узунцовская скважина 138, 232
Узюмская площадь (поднятие, месторождение, скважины) 42, 64, 75, 77
Устремская площадь 158, 159, 162, 163
Усть-Балыкская площадь (структура, месторождение, скважины) 8, 38, 41, 42, 49, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59, 61, 102, 114, 116, 131, 133, 140, 142, 158, 198, 200, 220, 231, 232, 237, 246, 253, 254, 257
Усть-Енисейская впадина 165
Усть-Ишимский вал 252
Усть-Сильгинская площадь (структура, месторождение, скважина) 8, 18, 27, 33, 65, 84, 86, 93, 98, 138, 144, 157, 203, 232, 240, 247, 252
Утешевская площадь 163
Ушьинское поднятие 42

Ф

Фроловская площадь 153
Фроловская свита 48, 106, 123, 124, 127, 128, 130, 131, 132, 162, 211, 223, 233, 234, 250
Фроловско-Красноленинский нефтеносный район 241, 249

Х

Ханлазинская скважина 250
Ханты-Мансийская впадина 35, 36, 37, 47, 117, 133, 164, 165, 167, 170, 201, 238
Ханты-Мансийская площадь (скважина) 31, 32, 106, 109, 135, 170, 177, 179, 223, 238
Ханты-мансийская свита 134, 137, 170, 171, 187, 234
Хатангская впадина 12

Ч

Чановская свита 183
Чебачья площадь (структура, поднятие) 66, 245
Чебурлинская площадь 152, 153, 158, 159, 170
Чеганская свита 179, 180, 184, 189, 219, 225
Челноковская структура (скважина) 111, 135
Челябинская впадина (депрессия, бассейн, грабен) 11, 15, 20, 26, 232
Челябинская серия 26, 27
Черемшанская площадь (структура) 102
Черкашинская площадь 153
Черногорское месторождение 23
Чулымо-Енисейская впадина 150, 151, 154, 155, 162, 165, 166, 184, 208
Чулымская скважина 149, 152, 162, 172, 185, 186
Чусовские Городки (месторождение) 28
Чуэльская пачка 118
Чуэльская площадь (структура, поднятие, месторождение, скважина) 40, 64, 65, 77, 78, 79, 81, 97, 111, 129, 134, 136, 144, 152, 153, 154, 156, 157, 160, 203, 204, 242

Ш

Шадринская скважина 170
Шадринско-Шумихинско-Долматовская зона 13
Шаимский вал 42, 49, 250
Шаимская площадь (поднятие, месторождение, скважины) 8, 34, 39, 41, 42, 43, 44, 46, 47, 89, 90, 111, 126, 137, 144, 150, 152, 153, 201, 202, 203, 204, 205, 232, 233, 238, 249, 250, 251, 257
Шаимский прогиб 14
Шаховская структура 66, 97, 111
Шеркалинская площадь (скважины) 89, 90, 92, 98, 109, 130, 131, 153, 158, 223
Шоганская структура 243
Шухтунгортская группа месторождений 144, 246, 249, 250
Шухтунгортская структура 75, 77
Шухтунгортский вал 66, 75, 76, 77

http://jurassic.ru/

Щ

Щучьинская площадь 136, 138
Щучьинский выступ 24, 249

Ю

Южно-Алясовская площадь (структура, поднятие, месторождение, скважины) 41, 64, 65, 66, 68, 70, 71, 111, 144, 163
Южно-Балыкское поднятие 49, 254
Южно-Борисовская структура 138, 232
Южно-Игримская площадь (структура, поднятие, месторождение, скважины) 41, 64, 72, 73, 74, 144
Южно-Минусинская впадина 19, 20, 21, 23, 24
Южно-Ямальская скважина 256
Южно-Енисейская моноклиналь 248
Южно-Яганокуртская структура 244

Я

Ягано-Куртская площадь (структура, скважины, поднятие) 98, 99, 232
Яковлевская площадь (структуры, скважины) 29, 151, 157, 158, 163
Ялбыньинская структура 243, 244
Яны-Хульпинское поднятие 72, 75
Ярская скважина 16, 155, 156
Ярудей-Ныдовская группа поднятий 256

http://jurassic.ru/

УКАЗАТЕЛЬ ГЕОГРАФИЧЕСКИХ НАЗВАНИЙ

А

Абашево, с. 18
Аган, р. 179
Азово-Мужинский р-н 159, 162, 164
Алабуга, р. 29
Александрово, пос. 115
Александровский р-н 64, 102
Алтай Рудный 12, 187, 190
Алтатумп, д. 151
Аят, р. 176, 178

Б

Байкалово, 37
Барабинск, г. 159, 160, 163, 166, 169, 170, 174
Барзасский р-н 11, 19
Белая, р. 28
Белогорка, с. 186
Березово, пос. 36, 66, 67, 68, 72, 77, 118, 134, 149, 151, 157, 162, 168, 170, 198, 209, 249, 250
Березовский р-н 8, 33, 38, 39, 41, 66, 86, 97, 98, 150, 151, 152, 153, 154, 155, 156, 157, 158, 159, 160, 163, 164, 165, 166, 167, 168, 169, 170, 172, 197, 209, 217, 218, 231, 232, 233, 242, 243, 250
Березовско-Игримский р-н 64, 65, 118, 119, 240, 243, 244, 245, 249, 250
Березовско-Игримско-Шухтунгортский р-н 66, 142
Березовско-Шаимский р-н 27, 38, 111, 112, 197, 198, 200, 202, 203, 204, 249
Бийско-Барнаульский р-н 14
Богдановичский р-н 15
Большая Обь, р. 71, 81
Большеречье, с. 37, 162, 163, 164, 168, 169, 174
Большой Юган, р. 28
Бронниковско-Уватский р-н 163

В

Васюган, р. 8, 101, 179, 251
Васюганское плато 180
Вах, р. 251
Викулово, с. 37, 164, 168, 169, 171, 174, 189
Волдина, р. 23

Г

Ганькино, ж.-д. ст. 29
Ганькинский участок 30
Ганькинско-Петропавловский р-н 29
Гаринский р-н 131
Голый Яр, р-н 23

Д

Дьявольская, рч. 22, 23, 223

Е

Елогуй 156, 169, 172, 174
Елогуйский р-н, 165
Ермаково, пос. 150, 154, 155, 157, 234, 239

Ж

Жалаулы, оз. 172

З

Заводоуковск, г. 162
Завьялово, с. 163, 167
Завьяловский р-н 167
Звериноголовский р-н 29

И

Ивдель, г. 150, 177
Игарка, г. 37
Игрим, пос. 81, 150, 197
Ипатово, с. 14, 153, 163, 165, 166, 167, 169
Ипатовский р-н, 166
Ишим, р. 150, 169, 170, 171, 175, 176, 187
Ишимо-Иртышский водораздел 183
Ишимо-Иртышское междуречье 176, 180
Ишимо-Тобольский р-н 163
Ишимо-Убоганское междуречье 177

К

Казахское нагорье 149, 150, 169, 170, 172, 173, 175, 177, 178, 179, 180, 181, 184
Казым, р. 36, 98, 177
Казынбассы, ж.-д. ст. 16
Каргалы, 209
Каргасок, с. 84
Каргасокский р-н 84, 114
Касс, пос. 150, 163, 164
Касс, р. 172
Келлог, д. 37, 124, 165, 234
Кенелекан, р. 23
Кировская долина 179
Киялы, ж.-д. ст. 170, 178
Кокчетав, г. 151, 178
Колпашево, г. 121, 146, 152, 154, 155, 156, 157, 162, 166, 168, 169, 187, 189, 201
Колпашево-Нарымский р-н, 163, 164, 209
Колпашевский р-н 101, 130, 166, 173
Колпашевское Приобье 251
Конда, р. 250

http://jurassic.ru/

Кондинский р-н, 42, 99
Красноленский р-н 39, 41, 42, 197, 200, 201, 202, 203, 204, 249
Кузбасс 11, 12, 17, 18, 19, 28, 223
Кузнецово, пос. 37, 151, 153, 154, 165, 166, 167, 169
Кузнецовский р-н 168
Кулундинская степь 169, 170
Купино, г. 174
Купинский р-н 180
Курган, г. 26, 177
Курейка, р. 23
Кустанайская обл. 26, 179
Кызылкак, оз. 150, 172, 175, 178

Л

Ларьяк, с. 123, 146, 157, 162, 167, 168, 169, 172, 174, 187, 189
Летняя, р. 23
Леуши, пос. 103
Лисаковская долина 179
Локосово, д. 134
Лучинкино, с. 153
Люлин-Вор, возвышенность 177

М

Максимкин Яр 88, 156, 157, 163
Максимоярский р-н 167
Малая Обь, р. 71
Малая Сосьва, р. 75, 81
Малая Хетта, р. 28
Малый Атлым, пос. 117, 123, 124, 130, 134, 154, 155, 157, 160, 198
Мальцево, д. 166
Мариинск, г. 88, 157, 186
Мегион, пос. 154
Миасс, р. 178
Мояхт-Асс, д. 131
Мужинский р-н 150, 151, 153, 160
Мужинско-Салехардский р-н 155, 157
Мужинский Урал 169, 184, 188, 209
Мулымья, р. 46
Мундуйка, р. 23
Муромцево, с. 209
Мшистое, пос. 155

Н

Надым, р. 177, 256
Назино, д. 114, 133, 147, 155, 157, 158, 159, 161, 163, 167, 198, 199, 200, 201
Называевская, ж.-д. ст. 29
Напас, пос. 87, 121, 124, 146, 165
Нарыкары, д. 160, 233
Нарым, пос. 159, 163
Нахрачи, с. 88, 233, 250
Неремово, д. 160
Нижне-Вартовское, пос. 55, 87, 233
Нижне-Вартовский р-н 61, 64, 114
Нижне-Имбатское, с. 14
Нижняя Тунгуска, р. 23
Ново-Васильевка, д. 87
Ново-Васюганский р-н 101, 102
Ново-Логиново, д. 163
Новый Васюган, с. 135, 146
Нордвикский р-н 23
Норильский р-н 23, 24, 256
Няксимволь, д. 37, 167

О

Обь-Енисейская складчатая зона 12
Обь-Иртышское междуречье 190
Озерное, с. 209
Октябрьский р-н 47, 100
Октябрьское, с. 98, 99
Омско-Тарское Прииртышье 147
Охтеурье, д. 88, 164, 233, 235, 256

П

Павлодар, г. 174, 183, 206, 208
Парабель, пос. 155, 158, 163
Парабельско-Нарымский р-н 162
Парбиг, с. 172
Пелым, р. 137
Петропавловск, г. 118, 123, 155, 162, 165, 168, 170, 171, 172, 173, 178, 187
Петропавловский р-н 29, 30, 123, 125, 130, 154, 163, 164, 172, 175, 176
Петухово, ж.-д. ст. 178
Пим, 235
Пихтовка, д. 162
Подкаменная Тунгуска, р. 22, 223
Покровка, с. 151, 153, 159, 169, 222, 223
Покровский р-н 111
Покур, д. 134, 147, 162, 166, 167, 168, 170, 171, 179
Покурский р-н 164, 165, 168
Полуйский р-н 153
Приенисейская часть низменности 14, 164
Приобское плато 172, 183
Пудино, с. 88, 121, 147, 157, 158, 160, 162, 167, 168, 173, 189, 233
Пунга, р. 81
Пур, р. 177, 256

Р

Рявкино, с. 118

С

Салаирский кряж 172
Салехард, г. 155, 157
Салехардский р-н 151, 155, 158, 166
Саргатка, пос. 118, 123, 154, 169, 170, 174
Сартынья, р. 131
Северный, пос. 23
Северная Сосьва, р. 66, 72, 154, 177, 250
Селетытенгиз, оз. 150, 172, 175
Семиозерный р-н 16
Славгород, г. 150, 153, 174, 236
Смирново, ж.-д. ст. 170
Сосьва, р. 150, 151
Сосьвинский р-н 30
Сосьво-Кошайский р-н 169, 170, 172, 173, 174, 187
Среднее Приобье 155, 163, 164
Сума-Чебаклинская равнина 183
Сургут, пос. 54, 55, 118, 127, 130, 134, 166
Сургутский р-н 8, 28, 42, 49, 55, 100, 130, 161, 162, 163, 186, 188, 197, 198, 200, 201, 202, 203, 204, 237, 250, 251, 253, 254, 255
Сургутское Приобье 51, 52, 53, 54, 55
Сухая Лебяжья, рч. 22
Сухая Тунгуска, р. 22, 223

http://jurassic.ru/

Т

Таборы, 37
Тавда, г. 159, 160, 165, 166, 249
Тавдинский р-н 28, 29, 30, 159, 167
Таз, р. 14, 83, 164, 255, 256
Тазовское, пос. 8, 83, 164, 255
Тазовский р-н 65
Талица, г. 165
Тара, г. 163, 165, 169, 170, 172
Тарский р-н 165, 167
Тарское Прииртышье 147, 156, 163, 164
Татарск, г. 88, 155, 163, 172
Татарский р-н 130, 180
Тегульдет, пос. 163, 165
Теке, оз. 172, 175, 180
Теча, р. 178
Тобол, р. 176, 178, 179
Тоболо-Ишимский водораздел 183
Тоболо-Ишимское междуречье 163
Тоболо-Тогузакское междуречье 177
Тоболо-Убоганское междуречье 177
Тобольск, г. 130, 166, 167, 209, 239
Тобольский р-н 115, 159, 167, 186
Тобольско-Уватский р-н 111, 156, 164, 167, 186
Тогузак, р. 176, 178
Толба, р. 23
Тургай, пос. 25, 35, 181
Туринск, пос. 151, 153, 167
Туруханский р-н 22, 23
Тутлейм, д. 16, 151, 171, 173
Тюменский р-н 64, 164, 165, 167, 168, 179, 186
Тюменско-Петропавловский р-н 167
Тюменское Приуралье 163
Тым, пос. 118
Тым, р. 251

У

Убоган, р. 178, 179, 183
Убоганская долина 176, 178, 187
Убогано-Ишимский водораздел 178
Уват, пос. 88, 127, 154, 157, 158, 166, 167, 168, 209, 235
Уватский р-н 159, 165, 167, 186, 188, 195
Уват-Березовский р-н 159
Уват-Тобольский р-н 163, 167, 168, 204
Уй, р. 176, 178
Уйско-Тогузакское междуречье 178
Улькенкарой, оз. 169, 172, 180
Устрем, д. 37, 150, 151
Усть-Балык, пос. 87, 127, 130, 133, 250
Усть-Енисейский р-н 29, 37, 164, 166, 168, 256
Усть-Озерное, д. 37
Усть-Порт, г. 14, 24, 28, 29, 30, 33, 88, 155, 157, 162, 187, 255

Х

Ханты-Мансийск, г. 47, 55, 61, 117, 118, 124, 126, 130, 134, 147, 157, 168, 169, 171, 174
Ханты-Мансийский национальный округ 42, 47, 55, 61, 66, 98, 99, 100, 114
Ханты-Мансийский р-н 118, 123, 165, 233, 238
Хаш-Горт, 37

Ч

Чебурлы, д. 163, 235
Челноково, пос. 166
Челябинский р-н 177, 184
Чесноковский участок 29
Чулымо-Енисейский р-н 14, 88, 117, 118, 123, 158, 164, 169, 170, 172, 185, 187
Чурубай-Нуринский р-н 16
Чуэль 197, 235

Ш

Шаганы, д. 150
Шаим, с. 42, 103, 149, 150, 159, 197, 198, 249
Шаимский р-н 39, 42, 159, 197, 249, 250
Шеркалы, с. 153, 157, 160
Шиелинская долина 179
Шумиха, ж.-д. ст. 30
Шумихинский р-н 29
Шухтунгорт, с. 250

Щ

Щучьинский р-н 14

Я

Яковлево, с. 169
Ямал, п-ов 14
Ямало-Ненецкий национальный округ 65

http://jurassic.ru/

ОГЛАВЛЕНИЕ

Стр.

Предисловие. *Ф. Г. Гурари, И. И. Нестеров, Н. Н. Ростовцев* 7

Глава первая. **Нефтегазоносность отложений складчатого фундамента** . . . 11

История исследований. *Ф. Г. Гурари, И. И. Нестеров* 11

Нефтегазопроявления в палеозойских и нижнемезозойских отложениях. *Ф. Г. Гурари, И. И. Нестеров* 14

Сравнительная оценка перспектив нефтегазоносности отложений фундамента *Ф. Г. Гурари, И. И. Нестеров* 24

Глава вторая. **Нефтегазоносность отложений платформенного чехла** 28

История исследований. *Ф. Г. Гурари, И. И. Нестеров* 28

Описание нефтяных и газовых месторождений 39

Типы залежей нефти и газа. *И. И. Нестеров* 39

Нефтяные месторождения 42

Месторождения Шаимского вала. *И. И. Нестеров* 42

Месторождения Красноленинского вала. *И. И. Нестеров* 47

Месторождения Сургутского сводообразного поднятия. *Н. Ф. Береснев, И. И. Нестеров* 49

Месторождения Нижне-Вартовского сводообразного поднятия. *Н. Ф. Береснев, Ю. К. Миронов, И. И. Нестеров* 59

Газовые и газо-конденсатные месторождения 64

Месторождения Алясовского вала. *И. И. Нестеров, Т. Н. Пастухова* . . 66

Месторождения Игримского вала. *И. И. Нестеров, Т. Н. Пастухова* . . 72

Месторождения Шухтунгортского вала. *И. И. Нестеров, Т. Н. Пастухова* 75

Чуэльское месторождение. *И. И. Нестеров, Т. Н. Пастухова* 77

Тугиянское месторождение. *И. И. Нестеров, Т. Н. Пастухова* . . . 81

Пунгинское месторождение. *И. И. Нестеров, Т. Н. Пастухова* . . . 81

Усть-Сильгинское месторождение. *Ф. Г. Гурари, Н. Г. Левченко* . . . 84

Характеристика нефтегазосодержащих толщ. *Ф. Г. Гурари, Н. П. Запивалов, И. И. Нестеров* 87

Нефтегазосодержащая толща заводоуковской серии (средняя, нижняя и частично верхняя юра) 87

Нефтегазосодержащая толща марьяновской свиты и ее аналогов . . . 103

Нефтегазосодержащая толща ачимовской пачки 114

Нефтегазосодержащая толща куломзинской свиты и ее аналогов . . . 117

Нефтегазосодержащая толща тарской свиты и киялинского горизонта . . 122

Нефтегазосодержащая толща покурской серии 133

Верхнемеловые и третичные отложения 146

http://jurassic.ru/

Стр.

Глава третья. **Гидрогеология** 148

Введение. *С. В. Егоров* 148

Водоносность приповерхностной части фундамента. *С. В. Егоров, Н. М. Кругликов* 149

Водоносность среднеюрских и частично нижнеюрских и келловейских отложений (заводоуковская серия). *С. В. Егоров, Н. М. Кругликов* 154

Водоносность келловейских отложений (барабинская пачка, вогулкинская толща). *С. В. Егоров, Н. М. Кругликов* 157

Глинистая толща верхнеюрского и валанжинского возраста (марьяновская и куломзинская свиты). *С. В. Егоров* 160

Водоносность верхневаланжинских отложений (тарская и другие свиты). *С. В. Егоров, А. А. Розин* 162

Водоносность готерив-барремских отложений (киялинская свита и ее аналоги). *С. В. Егоров* 164

Водоносность аптских отложений (викуловская свита). *С. В. Егоров* . . . 168

Водоносность преимущественно глинистой толщи альбского возраста (нижняя часть ханты-мансийской свиты). *С. В. Егоров* 170

Водоносность сеноманских и частично альбских отложений (уватская, верхи ханты-мансийской свиты). *С. В. Егоров* 171

Глинистая толща туронского возраста (кузнецовская свита). *С. В. Егоров* 174

Водоносность турон-коньяк-нижнесантонских отложений (ипатовская свита). *С. В. Егоров* 174

Водоносность меловых отложений северной части Тургайского прогиба. *С. В. Егоров* 176

Водоносность эоценовых отложений (люлинворская свита). *С. В. Егоров* 177

Глинистая толща эоцен-нижнеолигоценового возраста (чеганская свита). *Е. В. Егоров* 179

Водоносность континентальных палеогеновых, неогеновых и четвертичных отложений. *Л. Т. Учителева* 179

Водоносность нижне-среднеолигоценовых отложений (атлымская и кутанбулакская свиты) 179

Водоносность нижне-верхнеолигоценовых отложений (ново-михайловская и знаменская свиты) 180

Водоносность неогеновых отложений (таволжанская, павлодарская, кустанайская, жуншиликская свиты) 182

Водоносность четвертичных отложений 183

Основные закономерности распространения, динамики и химизма подземных вод. *С. В. Егоров* 183

Микрофлора подземных вод Западной Сибири. *С. В. Егоров, Л. Е. Крамаренко* 190

Краткая характеристика гидрогеологических условий продуктивных отложений. *Г. А. Толстиков* 197

Березовско-Шаимский район 197

Сургутский район 198

Показатели нефтегазоносности 200

Геотермические условия Западно-Сибирской низменности. *Б. П. Ставицкий* 205

Глава четвертая. **Условия формирования нефтяных и газовых залежей Западно-Сибирской низменности.** *Ф. Г. Гурари, И. И. Нестеров, Н. Н. Ростовцев* . . 210

Изменение содержания органического вещества и битумов по разрезу мезозойских и кайнозойских отложений 210

Преобразование органического вещества и битумов в отложениях платформенного чехла Западно-Сибирской низменности 220

http://jurassic.ru/

Стр.

Нефтегазоматеринские породы . . . 224
Изменение углеводородов в процессе миграции . . . 230
Геологические условия сохранения нефтяных и газовых залежей . . . 233
Условия формирования нефтяных месторождений . . . 235
Условия формирования газовых месторождений . . . 240

Глава пятая. **Оценка перспектив нефтегазоносности и рекомендации по направлению и методике поисковых и разведочных работ.** *Ф. Г. Гурари, В. П. Казаринов, И. Г. Левченко, Ю. К. Миронов, В. Д. Наливкин, И. И. Нестеров, Л. И. Ровнин, Н. Г. Рожок, Н. Н. Ростовцев, М. Я. Рудкевич, В. Г. Смирнов, В. Н. Соколов, И. М. Тесленко, А. А. Трофимук, Н. Г. Чочиа, Ю. Г. Эрвье* 246

Литература . . . 258
Предметный указатель . . . 264
Указатель географических названий . . . 270

http://jurassic.ru/

КОЛЛЕКТИВ АВТОРОВ

ГЕОЛОГИЯ СССР. ЗАПАДНО-СИБИРСКАЯ НИЗМЕННОСТЬ.
ТОМ XLIV. ЧАСТЬ II

Редактор издательства *Н. Г. Державина*
Технический редактор *О. А. Гурова* Корректор *А. Н. Ильина*

Сдано в набор 11/XI 1963 г. Подписано к печати 23/V 1964 г.
Формат бумаги 70×108[1]/16 Бум. л. 9 Печ. л. 17,25+5 вкл. Уч.-изд. л. 24,85
Усл. печ. л. 24+5
Т 06547 Тираж 960 экз. Зак. 1106 Цена 1 р. 94 к.
Объявлено в т. п. б. Госгеолтехиздата 1964 г. № 118

Издательство «Недра», Москва, Центр, ул. Кирова, 24
Типография фабрики № 9, ГУГК

http://jurassic.ru/

11.9.41.